

**ADVERTIMENT.** La consulta d'aquesta tesi queda condicionada a l'acceptació de les següents condicions d'ús: La difusió d'aquesta tesi per mitjà del servei TDX ([www.tesisenxarxa.net](http://www.tesisenxarxa.net)) ha estat autoritzada pels titulars dels drets de propietat intel·lectual únicament per a usos privats emmarcats en activitats d'investigació i docència. No s'autoritza la seva reproducció amb finalitats de lucre ni la seva difusió i posada a disposició des d'un lloc aliè al servei TDX. No s'autoritza la presentació del seu contingut en una finestra o marc aliè a TDX (framing). Aquesta reserva de drets afecta tant al resum de presentació de la tesi com als seus continguts. En la utilització o cita de parts de la tesi és obligat indicar el nom de la persona autora.

**ADVERTENCIA.** La consulta de esta tesis queda condicionada a la aceptación de las siguientes condiciones de uso: La difusión de esta tesis por medio del servicio TDR ([www.tesisenred.net](http://www.tesisenred.net)) ha sido autorizada por los titulares de los derechos de propiedad intelectual únicamente para usos privados enmarcados en actividades de investigación y docencia. No se autoriza su reproducción con finalidades de lucro ni su difusión y puesta a disposición desde un sitio ajeno al servicio TDR. No se autoriza la presentación de su contenido en una ventana o marco ajeno a TDR (framing). Esta reserva de derechos afecta tanto al resumen de presentación de la tesis como a sus contenidos. En la utilización o cita de partes de la tesis es obligado indicar el nombre de la persona autora.

**WARNING.** On having consulted this thesis you're accepting the following use conditions: Spreading this thesis by the TDX ([www.tesisenxarxa.net](http://www.tesisenxarxa.net)) service has been authorized by the titular of the intellectual property rights only for private uses placed in investigation and teaching activities. Reproduction with lucrative aims is not authorized neither its spreading and availability from a site foreign to the TDX service. Introducing its content in a window or frame foreign to the TDX service is not authorized (framing). This rights affect to the presentation summary of the thesis as well as to its contents. In the using or citation of parts of the thesis it's obliged to indicate the name of the author

La desregulación eléctrica y la utilización de  
instrumentos derivados para la redistribución del  
riesgo: Caso mexicano



# Universitat Politècnica de Catalunya

Departamento de Organización de Empresas DOE

Programa de Doctorado: Administración Y Dirección De Empresas

TESIS DOCTORAL

La desregulación eléctrica y la utilización de instrumentos  
derivados para la redistribución del riesgo: Caso  
mexicano

María Elena Reyes Cisneros

*Licenciada en Administración*

Director de Tesis:  
Antonio Salamero Salas

*Doctor*

Codirector de Tesis:  
Lucas Philippe Van Wunnik

*Doctor*

Barcelona, 2006-2009.



## **Agradecimientos**

A mi Director de Tesis y Tutor de Estudios, Doctor Antonio Salamero Salas, por llevarme de la mano en el camino del conocimiento compartiendo conmigo su amplia experiencia profesional, en un marco de confianza y amistad; sus comentarios, correcciones y aportaciones han sido vitales para la concreción de este trabajo.

A la Doctora Maria Pilar Muñoz Gracia por sus asesorías, su experiencia y su amistad.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología de México, por su apoyo continuo durante estos años de estudios fuera de mi país, sin el cual esta investigación no existiría.

A mi esposo por estar conmigo siempre en este largo camino doctoral, por su amor y su ayuda.

A mis padres, por todo su cariño y apoyo desde México.

Al Lic. Luis Moreno Segura por su paciencia y acogimiento en mi regreso a México.

A la C.P. Mayeth Mijares Villarreal por su apoyo y paciencia.

Al Dr. Eduardo Emilio Theurel Félix por su invaluable ayuda en mi última etapa doctoral.

## **Agradecimientos Mercados Financieros, Eléctricos y de Futuros**

A Iko Akoh del mercado eléctrico ELEXON, Reino Unido

A Kristye Van de Geer del mercado de futuros ASX, Australia

A Lars Galtung del mercado eléctrico NORD POOL, de Escandinavia

A Gerard Alba Soler de Caixa Penedès, Barcelona

A Mario Parra Kaiser de Gas Natural, Barcelona

A Pablo Cabello de Grupo CIMD, Madrid

A José F. Barceló de OMEL, Madrid

A Erik De Leye de BELPEX, mercado eléctrico de Bélgica

A Luis Hems de APX Group del Reino Unido

A Julia Reinaud, International Energy Agency

A Lena Trøan, del NORD POOL de Escandinavia

A Alexander Thuma del mercado eléctrico de Australia

A Geertje Cornelissen del mercado eléctrico del Reino Unido

Por su importante ayuda y contribuciones en esta tesis.

## Resumen

Esta tesis ha surgido por la confluencia de dos factores. Por un lado, mi interés en los mercados financieros y en especial por los más innovadores, como pueden ser los de derivados y, por otro, la liberalización y la consiguiente implementación de mercados en el sector eléctrico.

Para estudiar los mercados eléctricos que se han ido creando internacionalmente, ha sido necesario adentrarnos en la estructura del sector, antes y después de la liberalización, lo que fue una labor difícil, dada la complejidad de estos peculiares mercados. Así mismo, se estudió el proceso liberalizador seguido en los países desarrollados, observándose que, en general, han pasado de unos monopolios verticalmente integrados, a una estructura en la que se configuran dos mercados: uno al por mayor (*wholesale*) y otro al por menor (*retail*). En esta nueva estructura permanecen dos monopolios naturales: el de transporte y el de distribución, administrados por entes reguladores con posibilidad de acceso de los distintos participantes en los mercados, mediante el pago de unas tarifas o peajes. Prácticamente todos los países analizados han comenzado por implementar, primero el mercado *wholesale* y, posteriormente, el *retail*. El crear de inicio un mercado y aplazar el establecimiento del otro, es dudoso que sea un acierto, no obstante, son los mercados *wholesale* los que proporcionan más datos y más estudios para debatir. Si bien la reestructuración del sector eléctrico se pensó para darle una mayor eficiencia, también trajo riesgos tales como la extrema volatilidad en los precios; la misma que según experiencias internacionales, se ha cubierto o, mejor dicho, redistribuido, con instrumentos financieros derivados.

La electricidad, única por sus características, tiene que ser suministrada al instante, es decir no se puede almacenar, una particularidad que provoca que los generadores produzcan a su máxima capacidad en momentos punta, causando un aumento sustancial en los precios. Así pues, este riesgo ahora tiene que ser asumido por los participantes del mercado: los generadores querrán asegurar un precio que cubra sus costes de producción y los suministradores, por su parte, buscarán cubrir un precio que asegure un precio de venta. La mayoría de los países estudiados en esta tesis, primero han liberalizado el sector eléctrico y,



posteriormente, han creado un mercado de instrumentos derivados sobre sus precios, con un gran número de participantes, lo que ha provocado que se redistribuya el riesgo, es decir, que existan algunos participantes menos adversos al riesgo que quieran asumirlo y, a su vez, otros menos adversos que asuman posiciones contrarias.

Siendo la electricidad un elemento indispensable en una economía y para la subsistencia actual, es importante que sus precios se mantengan al alcance de los usuarios finales. Los instrumentos derivados han venido a dar confianza y certeza en los precios, la misma que hace que cualquier mercado financiero funcione eficientemente.

La gran mayoría de artículos en revistas especializadas han reconocido que la introducción de instrumentos derivados podría disminuir la volatilidad de los precios *spot*. La creación reciente del mercado de futuros de la península Ibérica ha hecho posible que participáramos e hiciéramos nuestra aportación en este tema. Así, utilizando técnicas de procesos estocásticos para calcular la volatilidad de los precios *spot*, y el análisis estadístico de regresión, se llega a la conclusión de que, en principio, en el caso español, la implementación del mercado de futuros ha disminuido la volatilidad de los precios *spot*.

Finalmente, y como una parte trascendental de esta investigación, se analiza el sector eléctrico de México -uno de los pocos países de la OCDE que no ha optado por una liberalización-: un sector ineficiente para el que como aportación, se establecen aquí -tras un análisis exhaustivo de experiencias internacionales exitosas-, una serie de propuestas para una posible desregulación y posterior aplicación de instrumentos derivados eléctricos en el existente mercado de derivados MexDer.

## **ABSTRACT**

This thesis has emerged by the confluence of two factors: first, my interest in the financial markets -and especially for the most innovative, such as derivatives- and, secondly, the implementation and the consequent liberalization of the markets in the electricity industry.

In order to study international electricity markets, it has been necessary to analyze the industry structure, before and after liberalization, which was a difficult task, because of its complexity. Also, we studied the liberalization process followed in developed countries, observing that, in general, they have transformed from a few vertically integrated monopoly to a structure in which are established two different markets: wholesale and retail.

In this new structure two natural monopolies prevail: the transport and distribution, managed by regulators with the possibility of access by various market participants, through the payment of fees or tolls. Virtually all the countries surveyed in this work have begun implementing the wholesale market and then the retail. Start creating a market and postpone the establishment of the other, could be doubtful, however, the wholesale markets provide more information and further studies to discuss. While the restructuring of the electricity sector was thought to improve efficiency, also brought risks such as extreme price volatility, one situation that according to the same international experience, has been redeployed with derivative financial instruments.

Electricity, a singular commodity, can't be stored so it must be provided instantly, a feature which causes the generators to produce at full capacity in peak times, causing a substantial increase in the prices. Thus, this risk must now be handled by the participants of the market: the generators want to ensure a price that covers production costs and suppliers, for its part, sought a cover price to ensure a sale price. Most of the countries studied in this thesis started opening their electric sector then they have created a market for derivatives on its prices with a large number of participants, with the result that the risk is redistributed. It means that some participants are less adverse to risk and wish to absorbed it and, in turn, others take the opposite positions.

The electricity is an indispensable element for an economy and it is important that prices remain within reach of consumers. Derivative instruments have been used to give trust and certainty in the prices, which makes any financial market to function efficiently.

The vast majority of articles in magazines have recognized that the introduction of derivatives could reduce the volatility of spot prices. The recent establishment of the futures market in the Iberian Peninsula has made it possible to participate with an investigation in this issue. Thus, using techniques of stochastic processes to calculate the volatility of spot prices, and statistical regression analysis, we can conclude that, at first, in the Spanish case, the implementation of futures market has reduced the volatility of spot prices.

Finally, as an important part of this research, we analyze the power sector of Mexico, one of the few OECD countries that have not opted for a liberalization: So in this PhD thesis we made a number of proposals for possible deregulation of this inefficient electricity sector and for a subsequent application of derivative instruments in the existing electricity derivatives market named MexDer, based on successful international experiences.

## SUMARIO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>13</b>
<b>Capítulo I - Características de la electricidad y sus mercados.....</b>	<b>23</b>
1.1 ¿La electricidad es verdaderamente una "commodity"? .....	25
1.2 Características del mercado eléctrico.....	28
1.3 Consecuencias de estas características.....	26
1.4 Mercados eléctricos.....	32
1.4.1 Participantes en un mercados eléctrico.....	33
1.4.2 Generación, transporte, distribución y suministro.....	35
1.5 Mercados <i>Spot</i> .....	37
1.6 Capacidad de los mercados eléctricos.....	39
1.6.1 Mercados de capacidad.....	41
<b>Capítulo II - Liberalización regulada de los mercados eléctricos en los países de la OCDE.....</b>	<b>43</b>
2.1 Reestructuración en la generación.....	44
2.2 El monopolio natural en el transporte y los nuevos mercados eléctricos.....	53
2.3 La regulación de la red.....	56
2.4 Separación de la red de transporte.....	59
2.5 Competencia en el suministro.....	60
<b>Capítulo III - Antecedentes de los instrumentos financieros derivados.....</b>	<b>67</b>
3.1 Orígenes de las Opciones.....	69
3.1.1 Ámsterdam y las innovaciones financieras.....	71
3.1.2 José de la Vega y su tratado Confusión de Confusiones.....	72
3.1.3 De Ámsterdam a los Estados Unidos.....	75
3.1.4 El primer mercado organizado de opciones en los Estados Unidos.....	76
3.2 Antecedentes históricos referentes a los contratos a plazo (forwards y futuros).....	79
3.3 Orígenes de las operaciones Swap.....	85
3.4 Expansión de los mercados de derivados.....	87
<b>Capítulo IV - Los derivados eléctricos.....</b>	<b>92</b>
4.1 Contratos de <i>forwards</i> eléctricos.....	94
4.2 Contratos de futuros eléctricos.....	98
4.3 Contratos de <i>swaps</i> eléctricos.....	99
4.4 Contratos de opciones eléctricas.....	100
4.4.1 Contratos de opciones <i>plain call</i> y <i>put</i> .....	101
4.4.1.1 Valor y ganancia de las opciones asumiendo las cuatro posiciones.....	104
4.4.2 Contratos de opciones <i>spark spread</i> .....	108
4.4.3 Contratos de <i>callable</i> y <i>putable forwards</i> .....	110
4.4.4 Contratos de opciones eléctricas <i>swing</i> .....	114
4.5 Transacciones de cobertura estructuradas.....	116
4.5.1 Contratos <i>tolling</i> .....	116
4.5.2 Contratos <i>load-serving full-requirement</i> .....	117
4.6 Callable forwards y contratos de servicio interrumpible.....	119
<b>Capítulo V - Derivados eléctricos exitosos en los países nórdicos, Australia y Alemania.....</b>	<b>120</b>
5.1 Derivados eléctricos en el Nord Pool.....	121
5.1.1 Contratos de futuros.....	126
5.1.2 Contratos <i>forwards</i> .....	128

5.1.3 Contratos por diferencias (CfD).....	130
5.1.4 Contratos de opciones.....	135
5.1.5 Beneficios que los derivados eléctricos han traído al Nord Pool.....	136
5.2 Derivados eléctricos que contribuyen a la eficiencia del mercado eléctrico australiano .....	136
5.2.1 Contratos <i>swap</i> en el mercado eléctrico australiano.....	140
5.2.2 Contratos de opciones en el mercado australiano.....	142
5.2.2.1 <i>Caps, Floors and Collars</i> negociados en el mercado eléctrico australiano .....	143
5.2.3 Futuros negociados en bolsa en el mercado eléctrico australiano.....	137
5.2.3.1 Beneficios que los derivados eléctricos han traído al mercado eléctrico australiano .....	144
5.3 Derivados eléctricos en Alemania. ....	148
5.3.1 Derivados eléctricos negociados en EEX.....	150
5.3.2 Clearing en EEX.....	151
5.3.3 Beneficios de los derivados eléctricos en EEX.....	151
 <b>Capítulo VI - Caso español, modelo de análisis y comparación de la volatilidad de los precios medios diarios spot OMEL y los precios de los contratos de futuros OMIP .....</b>	148
6.1 Estimando la volatilidad.....	156
6.2 Relación entre la volatilidad de los precios <i>spot</i> medios diarios OMEL y la entrada de los contratos de futuros OMIP .....	161
6.2.1 Análisis a través de regresión empleando <i>dummies</i> .....	162
6.2.1.1 Coeficiente de la ecuación y pronóstico.....	165
6.2.1.2 P-Value de los coeficientes.....	166
6.2.1.3 ESTADÍSTICO <i>t</i> , Límites y otra información arrojada por la regresión.....	167
6.2.2 Punto de quiebre de Chow.....	168
6.2.3 Conclusiones del análisis.....	171
 <b>Capítulo VII - El sector eléctrico mexicano. Perspectivas de una liberalización regulada y la posterior aplicación de instrumentos derivados al mercado eléctrico creado.....</b>	173
7.1 El desarrollo del sector eléctrico mexicano.....	174
7.1.1 La perspectiva contemporánea.....	192
7.2 Situación actual del Mercado eléctrico: CFE y LFC.....	198
7.2.1 La incipiente apertura del sector a la participación privada.....	209
7.2.2 El componente laboral: el SUTERM y el SME.....	215
7.2.3 Entre la empresa pública y la privada.....	220
7.2.4 Perspectivas futuras.....	222
7.3 En vías de una liberalización regulada del sector.....	223
7.4 El mercado de derivados mexicano y su cámara de compensación.....	227
7.4.1 El MexDer en la actualidad.....	234
7.4.2 La Cámara de Compensación y Liquidación ASIGNA.....	235
7.4.3 Normativa y organización del MexDer y Asigna.....	237
7.5 Propuesta de utilización de contratos de futuros sobre los precios eléctricos en el MEXDER. ....	244
 <b>Conclusiones.....</b>	249
<b>Bibliografía.....</b>	260
<b>Anexos.....</b>	273

## Introducción

A finales de los años 80 del siglo pasado se acrecentó la confianza en los mercados como ordenadores de la actividad económica, con el objetivo último de conseguir unas mayores eficiencias en el conjunto de la actividad económica. Sin duda, algunos de los principales agentes políticos de aquellos tiempos, como R. Reagan y M. Thatcher, no fueron ajenos a este aumento de la confianza en los mercados, pero también empresarios, economistas y otros estudiosos colaboraron eficazmente a este objetivo. El paradigma no era propugnar el acercamiento a mercados ideales como el de competencia perfecta, que garantiza una eficiente asignación de recursos, sino buscar lo que los estudiosos de la economía industrial, habían bautizado 30 años antes como «*workable competition*<sup>1</sup>». Los esfuerzos para conseguir una mayor competencia han resultado positivos en muchos sectores, sin embargo, en otros han sido más problemáticos<sup>2</sup>.

Entre los sectores más problemáticos y complejos para hacerlos más competitivos, se encuentran aquellos que podemos denominar en red, tales como la energía y las telecomunicaciones. Éstos, estaban considerados como monopolios naturales y, por tanto, en ellos se daban economías de escala. En este sentido, esta tesis enfoca su atención en uno de estos sectores complejos: el de la energía; y más concretamente en el de la energía eléctrica.

La búsqueda del incremento de la competencia en el sector eléctrico requería muchas actuaciones de los poderes públicos, desde el estudio de la estructura de la industria y su posible segmentación, pasando por la liberalización, en algunos casos privatización y casi siempre desregulación. No

---

<sup>1</sup> *Workable competition*: situación de mercado en donde existe un alto de poder de monopolio, pero existe suficiente competencia entre los cuasi monopolios para proteger a los compradores del abuso del monopolio. Siendo cuasi monopolio cuando una firma tiene el mayor volumen de ventas en el mercado.

<sup>2</sup> Suppanz, H., M. Wise, et al. (2004). "Product market competition and economic performance in the USA." OECD.

obstante como proponen Al-Sunaidy y Green<sup>3</sup> mejor sería hablar de re-regulación pues la total liberalización parece imposible.

El antecedente remoto de la liberalización lo encontramos en los Estados Unidos en 1978, aunque hay un cierto acuerdo en que el primer ensayo amplio de liberalización, reestructuración y privatización del sector eléctrico en Europa se dio en Inglaterra y Gales en 1990, mientras que en América Latina, Chile fue el primero en optar por una desregulación en 1982. Luego han seguido prácticamente todos los países desarrollados.

Desde el punto de vista lógico, en estos sectores en red, la primera tarea a realizar, para buscar la mayor eficiencia del sector, es estudiar su estructura y ver en que segmentos o tramos de la red se puede implementar la competencia y en cuales no. En los primeros podrán crearse mercados competitivos y los segundos van a quedar regulados según distintas normas y organizaciones. Probablemente casi todos los países adoptaron o van a adoptar soluciones parecidas.

Se ha observado que un aspecto previo al acercarse al estudio del sector eléctrico es sin duda analizar las características del «producto» como se describe con más profundidad en el Capítulo 1. Este aspecto estudiado entre otros por Borenstein<sup>4</sup>, nos pone en antecedentes de sus características. La primera, es que se trata de un bien homogéneo, no diferenciado y de venta en grandes zonas, lo que nos llevaría a pensar que podría comprarse y venderse en un mercado de competencia casi perfecta. Como se expondrá aquí, la realidad, por distintas causas, es otra.

Por otro lado, la demanda del producto presenta una elasticidad-precio casi nula, es decir los consumidores son casi insensibles al precio; acaso entre otras razones, porque el precio para el consumidor, singularmente cuando se trata de precios con tarifa regulada, poco tiene que ver con los costes de producción. Otro aspecto básico, es que la electricidad es prácticamente no

---

<sup>3</sup> Al-Sunaidy, A. and R. Green (2006). "Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries." *Energy* **31**: 769-787.

<sup>4</sup> Borenstein, S. (2002). "The trouble with electricity markets: Understanding California's restructuring disaster." *Journal of economic perspectives* **16**: 191-211.

almacenable, lo que demandan en cada instante los consumidores debe ser suministrado exactamente en el mismo momento por las empresas proveedoras. En general, en casi todos los productos, incluso los energéticos, una cosa es la producción y otra las ventas, en un período se puede producir poco y vender mucho haciendo frente a la demanda gracias a los *stocks* acumulados del producto o viceversa.

Finalmente, la industria eléctrica es capital-intensiva<sup>5</sup> y sus importantes costes fijos no juegan papel alguno en las decisiones de producción a corto plazo de las compañías generadoras. Sin embargo, el sistema eléctrico en su conjunto debe de tener una capacidad excedentaria en reserva para absorber las puntas importantes de demanda, este capital en reserva es muy importante y si queremos que el sistema eléctrico sea eficaz y eficiente, debemos retribuirlo.

Todas estas características de la electricidad deben estudiarse en profundidad, pues de ellas surgen consecuencias importantes. Una de ellas es que, en los mercados que se creen, la volatilidad, variabilidad de los precios al contado (spot), va a ser muy elevada, mucho mayor que la que registran los mercados financieros o los de crudo de petróleo. Un dato, -en un día de 1998 en el medio oeste de los EEUU, el precio a una hora valle fue de \$25 por megavatio hora y en una punta de \$7.500-. Otra consecuencia, es que un ofertante o generador de energía, por pequeño que sea, puede tener poder de mercado <en situaciones de escasez de oferta> debido a la muy baja elasticidad-precio, ya que sus competidores son incapaces de proporcionar energía a precios razonables —costes marginales muy verticales—.

A estas consecuencias podríamos añadir otras derivadas específicamente de la nueva estructura del sector, debido a la liberalización. Nos estamos refiriendo, por un lado, a la asunción de riesgos de los participantes en los mercados, los cuales antes no se daban con la misma intensidad y, por otro, a la resolución de situaciones asimétricas en el estado «desregulador», por ejemplo

---

<sup>5</sup> Industria capital-intensiva se refiere a la industria que requiere de grandes sumas de inversión en la compra, mantenimiento y amortización de capital operativo, tales como la automotriz, el petróleo, el acero, la misma industria eléctrica. Las industrias intensivas en capital necesitan un alto volumen de producción y un alto margen de beneficio para ser capaces de proporcionar adecuados beneficios (rendimientos) de la inversión.



una situación en la que coexisten mercados al por mayor liberalizados y al por menor regulados e intervenidos.

Estas consecuencias, aunadas a la volatilidad —la desviación estándar del cambio en el valor de un instrumento financiero con un horizonte temporal específico—, nos proporcionan ingredientes para introducir otro aspecto objeto de esta investigación. Nos estamos refiriendo al complemento y mejora que puede suponer la introducción, en los mercados al contado (spot), de los instrumentos financieros derivados.

Ciertamente, la introducción de instrumentos derivados, ya sean comercializados en mercados *Over The Counter* (OTC) o en mercados organizados (Exchange)<sup>6</sup>, puede

Ayudar a mejorar la eficiencia de los mercados al contado. Por otro lado, Nakamura, Nakashima y Niimura<sup>7</sup> han hecho un especial énfasis en la utilización de los derivados en la gestión del riesgo. Pero, como tendremos ocasión de analizar, la introducción de derivados en los mercados eléctricos, requiere un especial cuidado, distinto de otros productos.<sup>8</sup>

Por lo anterior, no podemos dejar de mencionar un acontecimiento ocurrido en los Estados Unidos que cuestionó todo el proceso desregulador de los mercados eléctricos y con mayor razón, la utilización de derivados eléctricos.

---

<sup>6</sup> Las principales diferencias entre los mercados OTC (bilaterales) y Organizados (Exchange) son: la estandarización de los contratos -fecha de vencimiento, tamaño del contrato, lugar de entrega, etc.- en el caso de los organizados, mientras que los contratos en los OTC se elaboran a medida entre las partes. Otra diferencia entre ellos, es la existencia de una cámara de compensación en los mercados organizados, es decir, la contraparte entre todas las transacciones, a diferencia de los mercados OTC, donde sólo existen las dos partes que negocian el contrato: comprador-vendedor, con lo cual existe riesgo de incumplimiento. En general las diferencias en estos mercados radican en el marco regulatorio de c/u de los contratos y los diferentes instrumentos derivados negociados en cada mercado. Véase (2002). "Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries.

Derivatives in the electricity industry." [Energy information administration](#).

<sup>7</sup> Nakamura, M., T. Nakashima, et al. (2006). "Electricity markets volatility: estimates, regularities and risk management applications." [Energy Policy](#) **34**: 1736-1749.

<sup>8</sup> Mount, T. D. (2002). "Using weather derivatives to improve the efficiency of forward markets for electricity." [Proceedings of the 35th Hawaii international conference on system sciences](#).

Nos estamos refiriendo a los sucesos registrados en California<sup>9</sup> entre los años 2000 y 2001, que por si solos han proporcionado gran cantidad de material para estudios académicos, empresariales y políticos. En él confluyeron situaciones climáticas adversas, deficiencias en las redes de transporte, mal diseño del proceso desregulador entre otros. Hubo, entre otras cosas, apagones, quiebras importantes (la de Enron no fue ajena), pérdidas importantísimas para el Estado y por encima de todo generó una gran desconfianza entre todos los agentes participantes y también en los consumidores.

Tal parece que no hay respuestas unánimes a la pregunta de si la existencia de productos derivados ha contribuido —o no— a la disminución de la volatilidad de los precios *spot*, al contado, de los bienes o activos financieros subyacentes. La reducción de la volatilidad se suele considerar como un efecto favorable para el desarrollo de la actividad económica; es por ello que se han ido implementando a lo largo del tiempo productos financieros derivados para paliar el riesgo de los participantes en los mercados *spot* que mostraban ser volátiles. La volatilidad alcanza límites extraordinarios en los mercados eléctricos actuales al por mayor, *wholesale*.

Casi todos los países de la OCDE —a excepción de países como México y Corea— desde hace 10 o 15 años han pasado de tener sistemas eléctricos, -monopolios verticalmente integrados-, desde la producción al suministro en baja tensión, a sistemas descentralizados y segmentados. Se ha pasado de sistemas regulados a sistemas desregulados. Es decir, se ha realizado un proceso de liberalización. Además, en muchos casos, estos monopolios integrados eran propiedad del sector público y se han privatizado paralelamente a la desregulación. Como instituciones que intervienen en esta nueva estructura del sistema eléctrico, además del propio regulador general, en la Comisión Nacional de la Energía en el caso español, suele existir un ente técnico Operador del Sistema, y un Operador de Mercado, Red Eléctrica Española y OMEL respectivamente.

---

<sup>9</sup> Borenstein, S. (2002). "The trouble with electricity markets: Understanding California's restructuring disaster." Journal of economic perspectives 16: 191-211.

Anteriormente las decisiones eran tomadas por los grandes monopolios o por el sector público, pero los precios finales estaban regulados, con lo que los riesgos estaban en última instancia soportados por el sector público que era el inversor, o el que autorizaba las tarifas. En la actualidad lo más normal es que exista un mercado *wholesale* liberalizado, a veces con participantes con un cierto poder de mercado, unas redes de transporte y distribución que se consideran monopolios naturales y en los que no hay competencia y un suministro, *retail*, que pretende liberalizarse pero que en muchos casos todavía no lo está.

Existen ahora por tanto, unos riesgos que son asumidos por los distintos participantes, productores, consumidores, transportistas, distribuidores y suministradores. No es extraño pues, que para cubrir estos riesgos hayan aparecido distintos derivados, que con mejor o peor resultado, tratan de cubrir, *hedging*, o mejor dicho distribuir, los distintos riesgos inherentes a estos sistemas eléctricos descentralizados. Los riesgos en este sector son muy importantes ya que se trata de sectores capital intensivos. Obviamente en la compra-venta de estos productos derivados están también presentes intermediarios y especuladores, sin sentido peyorativo alguno.

La electricidad, como ya mencionamos, tiene unas características que hacen que sus precios sean especialmente volátiles, muchos de sus inputs como el gas y los productos derivados del petróleo, tienen precios también muy volátiles. Además, como los precios *retail* están en buena medida sujetos a tarifa, su demanda es insensible a las variaciones de los precios de la electricidad al por mayor, trasladando la rigidez de la demanda en el mercado *retail* a la demanda del mercado *wholesale*.

En definitiva, la volatilidad de los precios de la energía eléctrica, unido a la importancia estratégica de la energía en la actividad económica, y el que sea un sector productor de efectos externos y con inversiones muy importantes amortizables a largo plazo, han hecho desarrollar instrumentos financieros para hacer más eficientes los mercados implicados. También estas características han provocado que existan importantes aportaciones de las comunidades universitarias, singularmente del mundo anglosajón pero también de la Europa continental.

## Contenido

Esta tesis describe en el capítulo 1, las características de los mercados eléctricos, incluidos sus participantes, la definición de “electricidad”, los mercados spot, las consecuencias de las características de la electricidad y la capacidad de estos mercados.

En el capítulo 2, se muestra un panorama general de la liberalización de los mercados eléctricos en los países de la OCDE, la manera en que han separado su estructura y cómo han funcionado a partir de ello. En el capítulo siguiente se da un repaso a los orígenes de los mercados de derivados, haciendo un recorrido desde la antigua Mesopotamia, pasando por Amsterdam, Chicago, hasta lo que hasta lo que existe en la actualidad.

Continuando en el capítulo 4 se profundiza en el funcionamiento de los instrumentos derivados eléctricos, describiendo los más importantes utilizados actualmente en los mercados eléctricos. En el siguiente capítulo se describen los instrumentos derivados que se han implementado en algunos de los países miembros de la OCDE, concretamente, aquellos en los que los derivados han sido más exitosos; destacándose así mismo, los beneficios que han aportado dichos derivados a sus mercados eléctricos. Algunos de estos países han sido pioneros en la desregulación de su mercado eléctrico y han funcionado a partir de ello con mayor eficiencia, nos referimos a los países nórdicos -Finlandia, Suecia, Dinamarca y Noruega-, Australia y Alemania.

Continuando con la investigación, se realiza una medición de la volatilidad en los precios spot medios diarios eléctricos del operador de mercado eléctrico OMEL –a través de la técnica utilizada por Hull-, desde abril de 2003 hasta mayo de 2008; esto se desarrolla en el capítulo 6. También con los datos anteriores se hace una regresión para medir el cambio que experimenta la volatilidad a partir de la entrada del mercado de futuros OMIP. Dichas técnicas utilizadas intentan poner de manifiesto en qué medida la entrada de los instrumentos derivados ha podido influir en la disminución de la volatilidad y mejora de la eficiencia de los mercados *spot*.

Por último, en el capítulo 7, se habla del sector eléctrico mexicano, el cual actualmente está en ojo del huracán en México ya que se discute su posible reforma energética. Reforma que implica una liberalización “regulada” de todas sus áreas y como consecuencia, entrarán en escenario diversas situaciones que se discuten. Una liberalización, como ampliamente se plasma en la tesis, implica, entre otras cuestiones, la entrada de la volatilidad en los precios, volatilidad que preocupará a generadores y suministradores, no afectando a consumidores finales si es que el precio continúa regulado. Por esta razón se propone el uso de instrumentos derivados de cobertura, concretamente el uso de futuros sobre los precios eléctricos, –que por experiencias pasadas en países desarrollados- han contribuido a la disminución en la volatilidad de los precios. Se propone para el manejo de dichos derivados a una institución que se encarga del manejo de diferentes instrumentos derivados sobre índices, acciones, divisas, etc. en México llamada MEXDER, también tratada en la tesis.

## **Objetivos de la Tesis**

El objetivo principal de esta tesis es demostrar, a través de sucesos experimentados en países desarrollados, que la introducción de instrumentos derivados -concretamente contratos de futuros- a un mercado eléctrico liberalizado, puede ayudar a paliar la volatilidad que experimentan los precios *spot* eléctricos. De este modo, proponer la utilización de tales contratos a un mercado eléctrico en vías de liberalizarse como es el mercado eléctrico mexicano.

## **Objetivos específicos de la Tesis**

### **Objetivo I**

Verificar si los países desarrollados han liberalizado su mercado eléctrico de manera similar, estableciendo la misma o una estructura similar de los mercados resultantes.

### **Objetivo II**

Conocer las ventajas que ha traído consigo la desregulación del sector eléctrico a los países desarrollados. ¿Estamos mejor o peor que antes?

### **Objetivo III**

Eficacia y eficiencia de los mercados resultantes. Especial énfasis en países nórdicos, Alemania, Australia y España.

### **Objetivo IV**

Conocimiento de la volatilidad de los mercados spot (*wholesale*) para el caso español.

### **Objetivo V**

Estudiar los instrumentos derivados con mayor probabilidad de éxito en la cobertura del riesgo en la volatilidad de los precios –concretamente contratos de futuros- y su aplicación en el mercado eléctrico español OMEL, con la entrada del mercado de derivados OMIP. Así mismo su posible aplicación a un país en vías de desarrollo como México.

## Hipótesis de trabajo

Para alcanzar los objetivos presentados en el apartado anterior, establecemos las siguientes hipótesis:

### Hipótesis básica:

Los mercados eléctricos a partir de la desregulación pueden ser más eficaces y eficientes pero se requiere desarrollarlos adecuadamente y posiblemente utilizar instrumentos financieros derivados para la cobertura del riesgo que trae consigo la volatilidad de los precios y otras incertidumbres derivadas de la desregulación. La electricidad como *commodity*, única por sus características, debe manejarse de una manera adecuada, aprender de las experiencias exitosas de otros países y no caer en los mismos errores de países en los que se han dado fracasos.

Para explicar y verificar la hipótesis básica, se desarrollan a continuación las hipótesis específicas.

Hipótesis	Enunciado
1	Todos los países desarrollados que han optado por una desregulación en el sector eléctrico lo han hecho de manera similar
2	La desregulación ha traído consigo importantes ventajas como la eficiencia en la estructura eléctrica
3	Los mercados nórdicos, australiano, alemán y español cuentan con una estructura eléctrica similar. Así mismo, han funcionado con eficiencia y eficacia a partir de la entrada de instrumentos derivados.
4	Los mercados wholesale, presentan una volatilidad importante. Esto es así también para el mercado wholesale español.
5	Los instrumentos derivados de cobertura con mayor probabilidad de éxito para hacer frente a la volatilidad de los precios en el mercado eléctrico son los contratos de futuros.

## **Diseño metodológico**

### **Hipótesis 1, Hipótesis 2 e Hipótesis 3:**

- Estudios teóricos, empíricos y análisis de artículos publicados en Web especializadas como la Web of Science, Elsevier (ScienceDirect), etc.

### **Hipótesis 4:**

- Análisis estadístico de la volatilidad del mercado *wholesale* español, siguiendo los trabajos de Hull (2006).

### **Hipótesis 5:**

- Consultas y entrevistas a personal de operadores eléctricos que actúan en el mercado eléctrico y de futuros en España y otros países.
- Análisis de la posibilidad de introducción de productos derivados en los mercados eléctricos, siguiendo los trabajos de Deng et al (2006).
- Análisis del cambio en la volatilidad de los precios medios diarios spot OMEL a partir de la creación del mercado de futuros Hispano-Portugués OMIP.
- Estudios y Análisis de los fracasos y éxitos experimentados en los mercados financieros extranjeros, por la introducción de derivados en el sector eléctrico.



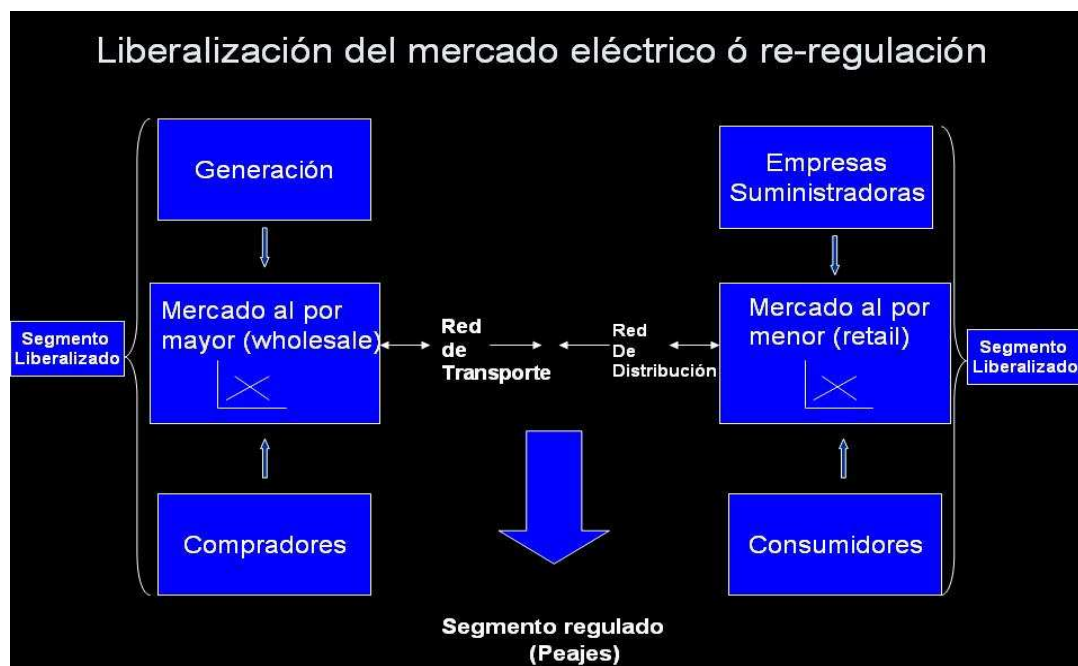
## **Capítulo 1. Características de la electricidad y sus mercados**

## Capítulo 1. Características de la electricidad y sus mercados

Este capítulo trata sobre las características de la electricidad y de sus mercados una vez que éstos se han liberalizado. La electricidad, como se comentará posteriormente, es una *commodity* que por sus características debe ser suministrada al instante, ya que no es almacenable, de este modo sus mercados se comportan de una manera muy peculiar.

Esta tesis centra su atención en varias vertientes, pero una de ellas es la liberalización de los mercados eléctricos, que se ha dado por la búsqueda de mayores eficiencias, es decir, competencia perfecta. Con lo cual comenzaremos por explicar que, por las lecturas hechas durante el proceso de investigación, se ha podido comprobar que la mayoría de los países de la OCDE han liberalizado sus mercados de manera similar. Es decir, han liberalizado el mercado *wholesale* y el mercado *retail*, quedando regulados como monopolios naturales, transporte y distribución. A continuación en el gráfico 1, se explica de una mejor manera lo expresado anteriormente.

Gráfico 1. Liberalización de la estructura del mercado eléctrico



Fuente: Dr. Antonio Salamero y María Elena Reyes Cisneros.

Con dicha liberalización los mercados eléctricos han quedado divididos en dos diferentes mercados, *wholesale* y *retail*. Nosotros en esta tesis centraremos nuestra atención en el mercado *wholesale*, que es donde se generan los precios, y en donde se analizará más adelante, se pueden implementar instrumentos derivados que disminuyan la volatilidad que en éstos se genera.

En el mercado *wholesale*, como puede observarse, se genera la electricidad, los generadores acuden al mercado *wholesale* a ofertar su electricidad al precio que cubre sus costes, -un ejemplo de mercado *wholesale* en España es OMEL-, al mismo tiempo a este mercado acuden comercializadores que quieren adquirir la electricidad. El precio que se fija es el precio marginal más alto.

Por otro lado, la red de transporte y la red de distribución quedan regulados, y se consideran monopolios naturales,<sup>1</sup> de este modo existe una mayor eficiencia ya que si estos tramos pertenecieran a compañías privadas, discriminarían contra las entrantes poniendo barreras a la competencia. Para las nuevas compañías sería costosísimo poner sus propias redes de transporte y distribución.

El mercado *retail*, existe cuando los usuarios finales son capaces de escoger su compañía suministradora de electricidad.

## 1.1 ¿La electricidad es verdaderamente una "*commodity*"?

La electricidad difiere de todas las otras fuentes de energía debido a que es un recurso inmaterial. Ciertamente, en el sentido físico del término, todas las demás energías son materiales o son contenidas en algún material, que tiene algún volumen, algún peso, y son del punto de vista económico, almacenables, lo

---

<sup>1</sup> Un monopolio natural ocurre cuando las economías de escala son de tal magnitud que una única empresa es capaz de satisfacer toda la demanda de forma más eficiente que un grupo de empresas en competencia. Los monopolios naturales nacen en industrias con altos costos de capital relativo a los costos variables y al tamaño del mercado, generando grandes barreras de entrada, dicho de otra manera, una firma es un monopolio natural cuando los costos de capital son tan altos que deja de ser viable económicamente para una segunda firma ingresar al mercado y competir

que representa capital en forma de algunos inventarios. Éstas son algunas características de las *commodities*.

Clark, Lesourd y Théblemont (2001)<sup>2</sup>, claramente definen *commodity* como: "producto intermedio almacenable, con una calidad estándar que puede ser comercializado en un mercado global e internacional de spot y futuros". Sin embargo el concepto de *commodity* puede ser extendido a servicios sin base material, que no son almacenables y que no pueden ser considerados como activos. El concepto de *commodity* ha sido extendido a cualquier producto que puede ser negociado bajo una forma estándar, en algún mercado abierto, competitivo e internacional.

Lesourd (2004), argumenta que una *commodity* debe contener los siguientes elementos:

1. Homogeneidad, a través de la existencia de cualidades estándar o estandarizadas del producto, la cual es una característica esencial.
2. Almacenable, aunque no es una condición necesaria en un mercado de spot o de futuros.
3. Transportable
4. Con un precio prevaleciente en cualquier momento, con variabilidad y flexibilidad, y la posibilidad de lograr un equilibrio en el precio spot o de futuros en cualquier momento.
5. La existencia de especuladores.

La electricidad reúne los elementos necesarios para llamarse *commodity*<sup>3</sup>, y aunque no tiene las características comunes, es un producto que puede ser negociado de manera estandarizada en un mercado competitivo.

Si examinamos la conducta específica de los mercados eléctricos como muestra Lesourd (2004), "la electricidad es ligeramente diferente a los otros recursos de energía por que no es combustible, al menos en el sentido estricto

---

<sup>2</sup> CLARK, E., LESOURD, J.B., y THIÉBLEMONT, R., *International commodity trading. Physical and derivative markets*. 2001, Chichester, New York: John Wiley.

<sup>3</sup> Commodity: Según el diccionario panhispánico de dudas de la Real Academia de la Lengua Española, significa "producto objeto de comercialización". Según las definiciones clásicas, commodity es "un artículo transportable de comercio o intercambio".

del término...”; por tanto no representa una *commodity* almacenable, tampoco representa capital o activo circulante. La electricidad fluye de los productores a los consumidores a través de una red de transporte y distribución que requieren una inversión muy importante.<sup>4</sup>

La electricidad es entonces, un producto más complejo con respecto a los otros productos energéticos como el crudo, productos refinados de petróleo o gas natural. Sin embargo puede ser distribuido en una base estandarizada. La electricidad puede estar disponible para pequeños, medianos y grandes usuarios industriales, en diferentes horas del día como horas punta (peak) o de menor consumo o valle (off-peak), en diferentes tiempos en el año, etc., cualidades, que desde el punto de vista económico, deben ser tratadas como productos diferentes, ya que se tienen costos de producción y distribución diferentes y variados.

## 1.2 Características del mercado eléctrico

A continuación analizaremos en las características del producto “electricidad” y de los mercados mayoristas (*wholesale*) en los que se negocia.

- A. Un desequilibrio entre oferta y demanda puede amenazar la estabilidad de la red. Para garantizar esta estabilidad debe existir un operador de sistema que la gestione.
- B. La elasticidad de la demanda en el mercado al por menor (*retail*) es muy baja con respecto a las variaciones de los precios de los factores de producción en la generación eléctrica. Esto ha sido así, al menos hasta la fecha, debido a que se suministra a un precio fijado, tarifa. Es decir, ante movimientos en el coste de producción, lo que cambia en mayor medida es el subsidio otorgado al consumidor y no el precio final que termina pagando éste. Esto se traduce en que la disposición a consumir energía eléctrica por parte de dicho consumidor no disminuye, por ejemplo, ante

---

<sup>4</sup> LESOURD, J.B. *Electricity: The limits of commodity status* en *Conférence sur l'ouverture des marchés de l'électricité*. 2004. Marseille: Universités d' Aix-Marseille. p. 5.

cualquier eventualidad que haga más cara la producción. Por tanto, se puede decir que la “elasticidad-coste de producción” es prácticamente nula.

- C. Oferta rígida ante picos de demanda. Un generador no puede forzar mucho su capacidad de producción: si tiene una potencia nominal de 500MW puede producir 510 ó 520 pero no mucho más. Esto limita la capacidad de la oferta a corto plazo
- D. Las decisiones a corto plazo de los productores se toman teniendo en cuenta los costes marginales (combustible y quizás algo de los costes de operación). Además los costes son muy distintos de una unidad de generación a otra.
- E. El coste de muchas unidades de producción o generadores que utilizan como combustible gas, fuel, incluso carbón es muy variable en el tiempo ya que el precio del gas, fuel o carbón es también variable (volátil).
- F. Por otro lado, en las centrales generadoras, hay que considerar el coste de la no contaminación, variable según el tipo de unidad productora y según la legislación donde se ubique la unidad de generación.
- G. Debe tenerse muy en cuenta que el ampliar la capacidad productiva implica un periodo de tiempo muy largo, entre 3 y 5 años, pues requiere proyectos, permisos y ejecución de obras. También implica una gran inversión, que debe recuperarse a muy largo plazo con los riesgos que ello entraña.

### 1.3 Consecuencias de estas características

- A. El precio de la electricidad es a corto plazo muy volátil.
- B. En ocasiones en los mercados *wholesale* hay pocos productores y en consecuencia la colusión es relativamente sencilla. No obstante, puede haber un operador pequeño que en los momentos de demanda pico pueda tener poder de mercado debido a que los demás productores están produciendo a su máxima capacidad.
- C. Para estudiar el poder de mercado no sirve decir que en el mercado hay pocos competidores (oligopolio) o estudiar la cuota de mercado absorbida por los 3 o 4 operadores C-3 o C-4, o utilizar los índices de Herfindahl<sup>5</sup>. En este caso, para estudiar el poder de mercado debe utilizarse un indicador que mida la diferencia entre el precio y el coste marginal. Por otro lado, el grado de poder de mercado de una empresa dependerá de la elasticidad-precio de la demanda residual de esta empresa. Y esta elasticidad-precio dependerá a su vez de:
- La elasticidad-precio de la demanda de mercado que hemos dicho, es muy reducida.
  - La sensibilidad de la oferta de otros productores a cambios de precio. Si una empresa piensa en reducir marginalmente su nivel de producción pero sabe que los demás productores “rellenarán” esta reducción de producción (el precio se quedará igual), no rebajará su nivel de producción. Borenstein (2000)

---

<sup>5</sup> Es una medida comúnmente aceptada para estimar concentraciones del mercado, éste se calcula ajustando la cuota de mercado de cada empresa que compete. El número de HHI puede extenderse de cerca de cero a 10.000.

Se expresa el HHI como:

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + S_3^2 + \dots + S_n^2$$

Donde: las “S” son las cuotas de mercado de cada una de las empresas.

Cuanto más cercano un mercado está a ser un monopolio, la concentración es más alta y es más baja cuando es más competitivo.

- D. Los desequilibrios oferta y demanda por inadecuación de la red (congestión) pueden reducir la elasticidad-precio. Además debe haber equilibrio en todos los nodos de la red.
- E. Los demandantes del *wholesale* no tienen control de la demanda, ya que ésta en última instancia viene determinada por los consumidores finales.
- F. El mercado *wholesale*, como se verá posteriormente, se desarrolla en distintas secuencias, el principal componente del mercado es el denominado mercado diario, cerrado el día anterior que contiene de 1 a 25 ofertas cada hora. Las empresas concursan repetidamente, lo cual les proporciona muchas oportunidades para realizar prácticas colusivas entre ellas.
- G. Los acuerdos colusivos son mas factibles en la medida en que la composición de las distintas tecnologías generadoras sea similar entre las distintas empresas.
- H. Los ofertantes tienen un incentivo en provocar paradas de los generadores, creando una escasez artificial de generación, porque con ello consiguen un precio más elevado. Anteriormente, con la existencia de monopolios verticalmente integrados, los propietarios de la generación no tenían ningún incentivo para provocar paradas artificiales ya que estaban obligados a suministrar electricidad cualquiera que fuera la demanda y a precios determinados. Si no disponían de capacidad de generación, debían de comprar potencia a otras empresas.
- I. Poder de mercado e ineficiencia económica
  - Una empresa con poder de mercado restringirá su producción a un nivel en que  $P > CM (=IM)$  y las otras empresas que producen a un precio  $P = CM$  se convierten en precio aceptantes. Es decir, hay ineficiencias del mercado ya que se sustituye producción más eficiente por producción menos eficiente, para mejorar la



eficiencia, la empresa con poder de mercado debería forzar su producción, con lo cual se rebajaría el precio y los generadores menos eficientes deberían salir al mercado.

- En el largo plazo se afectan las decisiones inversoras. A altos precios se propician mayores inversiones en unidades generadoras y ello no será eficiente si viene motivado por un poder de mercado que induce precios demasiado elevados y no se fomenta el uso eficiente de las centrales existentes.
- Debido a que los índices de concentración C-3, C-4, etc. no sirven para medir el poder de mercado, es difícil a priori saber si un ofertante con distintas unidades generadoras puede tener verdaderamente poder de mercado.

## 1.4 Mercados eléctricos

En la actualidad el suministro de energía eléctrica se ha vuelto un elemento indispensable para el desarrollo de un gran número de actividades económicas, científicas, culturales, tecnológicas, etc. La electricidad es un bien que desde que se creó, ha sido tratado como esencial para todos los seres humanos, ya que por la evolución que hemos experimentado, se han originado diferentes necesidades. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de la economía de los países. El desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas, determinan la evolución de otros sectores de la industria. Anteriormente, en la mayoría de los países, la electricidad era un servicio público, pero a partir de una serie de iniciativas de desregulación, desde la década de los 70, la electricidad en casi todo el mundo ha sido negociada en mercados eléctricos<sup>6</sup>.

---

<sup>6</sup> “El sector energético eléctrico es uno de los pilares fundamentales que sostienen el desarrollo económico de un país. Es también evidente que el kw/h es un producto de primera necesidad o básico, empezando por el ámbito doméstico, en las sociedades occidentales. Por ello, es responsabilidad de todo gobierno garantizar un suministro eléctrico en las mejores condiciones posibles para el ciudadano”

Dicho lo anterior, un mercado eléctrico es un mercado organizado en donde confluyen la oferta de electricidad (generadores) y la demanda de electricidad (comercializadores), utilizando tanto la oferta como la demanda para fijar el precio. Se cazan los precios marginales que precisamente cubran los costes de generación. Podemos decir que existe el mercado *wholesale*, cuando generadores competitivos hacen las ofertas de su output al mercado eléctrico. El mercado *retail*, existe cuando los consumidores finales pueden elegir a su compañía suministradora de electricidad.

### 1.4.1 Participantes en un mercado eléctrico

A partir de 1970, se vienen dando en el mundo varias iniciativas de desregulación del mercado eléctrico –Algunas de las cuales se describen en el capítulo 2-, dicha desregulación implicó la destrucción de la verticalidad existente en la estructura del mercado eléctrico, con el objetivo de propiciar la competencia, quedando dividido en generación, transporte, distribución y suministro. Empezaremos por comentar que el principio básico que preside a la mayoría de los mercados liberalizados en el mundo, es la libertad de contratación de los productores, comercializadores y consumidores. En Europa la Directiva 96/92/CE, requirió a los países miembros a abrir sus mercados a la competencia en etapas, abriendo también el acceso a la red a terceras partes. Por otro lado, el transporte y la distribución, se han quedado como monopolios naturales.<sup>7</sup>

De acuerdo con lo anterior, las posibilidades de participación en un mercado son las siguientes:

- Contratación a plazo de carácter bilateral mediante la negociación entre las partes o a través de subastas en el mercado organizado.
- La contratación en el mercado diario: lo que permite la ejecución de contratos bilaterales, la contratación a través de ofertas en el mismo y la integración voluntaria de las posiciones a plazo para las que se desee entrega física a través del mercado diario.

---

<sup>7</sup> GREEN, R., *Electricity liberalisation in Europe - how competitive will it be?* Energy Policy, 2006. 34: p. 2532 - 2541. p.2533.

- El mercado intradiario, es un mercado de ajustes, está abierto a todos los agentes, tanto los que hayan contratado energía a través del mercado diario como los que hayan suscrito contratos bilaterales.
- Otro componente de los mercados son los procesos de gestión técnica que garantizan la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico.

El funcionamiento del sistema eléctrico, por lo general, es administrado por dos entidades independientes que son el operador del mercado y el operador del sistema. El operador del mercado tiene como función, en la mayoría de los mercados, la gestión del mercado diario, intradiario, liquidación y comunicación de obligaciones de pago y derechos de cobro de la energía contratada en dichos mercados, también realizar las comunicaciones derivadas de la operación de los mercados, coordinar con otros mercados internacionales, etc.

Ante la imposibilidad de almacenar la electricidad, es necesario que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente la participación de un operador del sistema, que precisamente tiene como función los servicios de ajuste del sistema, tal como garantizar el equilibrio técnico en las redes, proponer y aplicar criterios de seguridad, garantizar el acceso a la red de transporte, establecer los requerimientos para la regulación del sistema, operación de los mercados de servicios complementarios y otros procesos de operación técnica, etc.

Un mercado de producción eléctrica en cuanto a su organización, se configura como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los sujetos de mercado en las sesiones del mercado diario, intradiario, contratación bilateral, contratación a plazo, así como de la aplicación de los servicios de ajuste del sistema y de las desviaciones que se produzcan en el mercado.

Los sujetos del mercado son entidades habilitadas para actuar directamente en el mercado eléctrico como vendedores y/o compradores de electricidad. Pueden actuar como sujetos de mercado, los productores, agentes externos,

distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores de energía eléctrica.

Los sujetos de mercado pueden acudir al mismo como agentes del mercado diario o realizar contratos bilaterales, cuya ejecución, una vez declarados, pasa a ser firme con los mismos derechos y obligaciones que las transacciones del mercado organizado.

En un mercado eléctrico liberalizado, puede coexistir la contratación en un mercado organizado oficial (suministro a plazo, mercado diario y mercado intradiario), con la contratación externa al mercado organizado (contratos bilaterales de suministro entre productores, comercializadores y consumidores, también contratos financieros)<sup>8</sup>.

#### **1.4.2 Generación, transporte, distribución y suministro**

La generación eléctrica se define como la transformación de energéticos primarios como los combustibles fósiles, el agua, el combustible nuclear, etc. en energía eléctrica. Con los avances tecnológicos con los que se cuenta en la actualidad, existen diferentes maneras de generarla, pero la principal generación viene dada por centrales térmicas, hidroeléctricas y nucleares.

En cuanto el transporte de la electricidad, existen dos tipos, el transporte y la distribución. El transporte de electricidad se refiere a muy altos niveles de voltaje, mientras que la distribución es el transporte a muy bajos niveles de voltaje. El transporte se realiza sobre una red interconectada que es compartida por todos los usuarios finales, mientras que la distribución se refiere al transporte desde las redes interconectadas hasta un grupo específico de usuarios finales. Por lo tanto, las líneas de transporte proveen seguridad de suministro a todos los usuarios finales, mientras que las líneas de distribución benefician sólo a algunos.

Tanto las líneas de transporte como las de distribución se consideran monopolios naturales, ya que la duplicación de éstas sería ineficaz por los

---

<sup>8</sup> OMEL, *Mercado de electricidad*. OMEL, 2007: p. 1-199. p.70-71

grandes costes fijos de la inversión, además de que si no existiera la mano reguladora del gobierno, las compañías podrían discriminar en contra de las compañías entrantes, poniendo trabas a la competencia.

Las redes de transporte tienen algunas características especiales, por ejemplo, las inversiones benefician a todas las partes interconectadas incrementando la confiabilidad y la seguridad, y reduciendo el costo de generación. También existen, en todo el sistema, economías de escala como en el caso de la distribución. Dos líneas de transporte pueden funcionar mas o menos en paralelo y seguir siendo eficientes; y dos nodos dentro de una red interconectada están frecuentemente conectados a través de varios caminos como un medio para aumentar la fiabilidad. De este modo, los servicios de transporte pueden ser proporcionados por diferentes propietarios dentro de una sola red interconectada.

La operación del sistema en un mercado eléctrico se refiere, en su manera más amplia, a la coordinación de los servicios de transporte para asegurar que el sistema está constantemente en estado de equilibrio. Es decir, para que haya un equilibrio se requiere, que la electricidad suministrada se iguale con la electricidad demandada en cada nodo de la red. Independientemente de si el mercado es un monopolio o está abierto a la competencia, el operador del sistema siempre se mantiene como monopolio.

En cuanto al suministro, éste se refiere a la entrega de electricidad a los usuarios finales. Lo que incluye la adquisición de energía y los servicios de transporte, así como la medición y facturación del consumo. El suministro de los usuarios finales era usualmente integrado a la distribución, pero se podían ejecutar por separado.

Los suministradores a los usuarios finales desempeñan dos funciones, la primera es su actuación como *brokers* que compran y venden electricidad y tratan de obtener un beneficio asumiendo el riesgo en la volatilidad de los precios y de ajustar los precios a los patrones de consumo. La segunda, es que los

suministradores pueden proveer de servicios a los usuarios finales, mencionados anteriormente<sup>9</sup>.

## 1.5 Mercados Spot

La naturaleza física de la electricidad no permite que exista un mercado spot verdadero, ya que un mercado spot como tal, sería un mercado que permitiera la inmediata entrega de electricidad<sup>10</sup>. En lugar de lo anterior, las transacciones son programadas por adelantado para futuras entregas, (por ejemplo, una hora antes, un día antes, cinco minutos etc.).

Los *Pools*<sup>11</sup> competitivos o Bolsas de electricidad son sustitutos de un verdadero mercado spot. En la mayoría de *pools* existentes, los precios de compra y de oferta prevista, son fijados por subastas tiempo antes de la entrega física de la electricidad. Los precios de venta, son establecidos basándose en los costes de los desequilibrios en la demanda, servicios auxiliares, y posiblemente otros cargos relacionados con la demanda, como los pagos por capacidad<sup>12</sup> que se incluyen en el precio de compra del pool, es decir, estos pagos se tienen que cargar en el precio de venta, para que el pool recupere lo que le paga a los generadores -pagos por capacidad-.

Cuando los precios son determinados por oferta prevista y demanda, (ya que la electricidad debe ser suministrada al instante y no es posible por su inexistente almacenamiento), se le denomina *ex ante pool*. Sin embargo, cuando los precios de compra y oferta coinciden y son fijados al instante se le llama *ex post pool*<sup>13</sup>.

---

<sup>9</sup> OCAÑA, C., *Competition in electricity markets*. 2001, Paris: OECD and International Energy Agency. P.22.

<sup>10</sup> OCAÑA. P.79.

<sup>11</sup> Pool Eléctrico: Mercado al por mayor de electricidad regido por principios de competencia como referencia fundamental para establecer el precio de electricidad.

<sup>12</sup> Pagos por capacidad: se basan en realizar un pago extra para estabilizar los ingresos de los generadores y disminuir el riesgo para realizar nuevas inversiones. Este pago puede ser determinado por el Regulador o bien remunerando una cierta potencia firme que cada generador tendrá disponible en los momentos críticos.

<sup>13</sup> OCAÑA. P.79

En el artículo denominado “*Competition in Electricity Markets*” publicado por la *International Energy Agency* en 2001, se propone la manera ideal en la que un mercado spot eléctrico funcionaría, como se muestra a continuación.

***“How an ideal spot electricity market would work:”***

*“En un mercado eléctrico, los precios son usados, tanto para coordinar las decisiones de los generadores como las de los compradores de electricidad, a fin de que la oferta iguale a la demanda, también son usados para asegurar que esas decisiones son viables dadas las limitaciones físicas del sistema.*

*Los precios spot de la energía eléctrica deben ser fijados para cada nodo de la red. A continuación son considerados diferentes casos:*

*Caso 1 (base): es el caso más simple, cuando existe suficiente capacidad de generación y transporte para cubrir la demanda, y las pérdidas en el transporte son ignoradas, entonces habría un único precio para la electricidad en cada periodo de tiempo:*

*Precio eléctrico<sup>14</sup> (P1) = Costo marginal de la unidad de operación con costos más altos<sup>15</sup>*

*Caso 2: al precio (P1) hay una escasez de capacidad de generación, si se fija el precio igual al costo marginal de la unidad de operación con costos más altos, daría como resultado una escasez de oferta, así que la regla anterior no aplicaría. Entonces en este caso, el precio tiene que ser aumentado para disminuir la demanda. El incremento en el precio (S), necesario para hacer que la demanda*

---

<sup>14</sup> Precio eléctrico: precio de la energía eléctrica por megavatio hora.

<sup>15</sup> En un mercado desregulado el precio debe ser igual al costo marginal de la unidad que tenga mayores costos. No puede ser menor por que entonces cada unidad adicional estaría generando una pérdida. No puede ser mayor porque entonces el precio aumentaría, con lo cual el bienestar de los consumidores se reduciría, en caso de que no existieran subsidios. La realidad es que el precio para los usuarios finales en casi todos los países está subsidiado, por lo que cada país absorbería estas pérdidas. Actualmente países como España están reportando déficit en materia eléctrica por absorber los altos precios de la electricidad. Sin embargo, España ya está tomando medidas para que los consumidores finales absorban buena parte del precio.

*sea igual a la capacidad de generación disponible, es la diferencia entre el costo marginal y el beneficio marginal de consumo<sup>16</sup>.*

*El precio eléctrico  $P2$  es  $= P1 + S$*

*Por consiguiente  $S$  provee de incentivos para la inversión en generación.*

*Caso 3. Cuando hay pérdidas en el transporte: el precio, ya sea  $P1$  o  $P2$  aumentaría en factor de  $(1 + \text{pérdida marginal})$  en cada nodo, reflejando que para suministrar un Kwh, es necesario producir  $(1 + \text{pérdida marginal})$  Kwh. Entonces: Precio eléctrico  $P3 = P2 (1 + \text{Pérdidas Marginales})$ ”*

## **1.6 Capacidad de los mercados eléctricos**

El hecho de que la electricidad no sea almacenable, que exista inelasticidad en su consumo y su elevada estacionalidad<sup>17</sup>, requieren del mantenimiento de capacidad instalada, superior a la potencia demandada en horas punta que, además, debe contemplar la cobertura de la probabilidad de fallo fortuito de las centrales, de las redes, etc.<sup>18</sup>.

Una deficiencia en la capacidad para satisfacer la demanda en un momento determinado, generaría costes altísimos e inaceptables para cualquier país desarrollado. Igualmente, un sobredimensionamiento excesivo del parque de generación sería ineficiente, ya que tendría un coste elevado en términos de costes hundidos (irrecuperables), además de afectar a las horas de funcionamiento de las centrales ya instaladas y con ello a su rentabilidad. Es por ello, que el mantenimiento de márgenes de reservas adecuados es un punto fundamental a tomar en cuenta para el funcionamiento eficiente en los mercados de generación eléctrica.

---

<sup>16</sup> El Beneficio Marginal de Consumo indicará qué tanto está dispuesto a pagar el consumidor por una unidad adicional. Lo deseable es que el precio sea fijado de tal forma que el costo marginal iguale al beneficio marginal. Si el costo es mayor, entonces no valdrá la pena producir algo que cuesta mucho y que el consumidor no valora tanto (ya que no tiene una responsabilidad en el consumo). Si el costo es menor entonces no será recomendable quedarse en ese nivel de producción, sino que se debe aumentar, aún a costa de tener costos marginales mayores, pues la demanda sí estaría dispuesta a pagar un precio mayor.

<sup>17</sup> Estacionalidad: relación de dependencia respecto a las estaciones climáticas para producir electricidad o consumirla.

<sup>18</sup> FABRA, N., *La electricidad: mercado, inversiones y garantía de suministro*. Universidad Carlos III de Madrid, 2007: p. 63-74.



En el artículo que publica Natalia Fabra (2007), argumenta que «las teorías macroeconómicas establecen que en un mercado en el que la demanda responde al precio –en ausencia de economías de escala- el precio del mercado es suficiente para remunerar el coste de generación: el precio alcanzará el nivel definido por la función de utilidad de los consumidores, es decir, el precio que están dispuestos a pagar. Sin embargo, las características del mercado eléctrico, ya antes mencionadas, derivan en que el mercado al contado spot, no sea capaz de proveer por sí mismo al sistema de un nivel de suficiencia adecuado»

Como ya mencionamos la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad, hace necesario que el suministro de ésta sea instantáneo, por lo que producción y consumo en todo momento tienen que ser igualados. Es decir, la estacionalidad del consumo de electricidad se traslada íntegramente a la producción de ésta. Aunado a esto, la incidencia en el comportamiento de la demanda de factores aleatorios, principalmente ligados a la meteorología, -como por ejemplo: durante el día la demanda de potencia puede aumentar sobre la que se registra por la noche en un 70%; durante los fines de semana, la demanda puede llegar a disminuir un 65% en energía y un 40% en potencia, con respecto a la que se registra en días laborables, sin perder la estacionalidad diaria; y durante el invierno (e incluso el verano, debido a la climatización), la demanda puede ser hasta un tercio superior a la de primavera-, y la volatilidad en la disponibilidad de algunos recursos productivos como fallos fortuitos de los equipos de generación y variabilidad en las aportaciones hidráulicas y eólicas.<sup>19</sup>

Estas tres características, la no almacenabilidad, la estacionalidad de la demanda y de la producción y aleatoriedad de la oferta disponible, implican una necesidad de sobredimensionar la capacidad de generación instalada con respecto a las puntas de la demanda. Esta necesidad se acentúa por el hecho de que los ajustes instantáneos difícilmente se pueden dar por el lado de la

---

<sup>19</sup> Dichas aportaciones, por lo general, en la mayoría de los países sirven para complementar el suministro eléctrico, pero no son la principal fuente de generación eléctrica. Sólo en países como los nórdicos la hidroelectricidad es su principal fuente de generación debido a que cuentan con mucha agua. En el caso de la generación eólica, es muy poca la electricidad que genera, es por eso que se utiliza como generación complementaria. Estos dos tipos de generación tienen mucho que ver con el clima.

demanda, dado que la mayor parte de ésta no paga los precios del mercado y tampoco se puede reducir el consumo a corto plazo.

Un parque de generación eléctrica se integra por tecnologías de diferente naturaleza, y tiene que ser capaz en todo momento de ofrecer disponibilidad firme y flexibilidad suficiente para poder hacer frente a periodos de sequía, en el caso de la electricidad, de falta de viento en el caso de la eólica, o de temperaturas extremas que hacen que la demanda se dispare.

Dependiendo de lo anterior, las centrales de generación pueden operar más de 7000 horas al año o permanecer paradas por meses consecutivos. Si la retribución de las centrales se basara sólo en la energía que producen a precios de mercado, la recuperación de los costes de una gran parte del parque de generación, sería incierta. Otras de las consecuencias de las características mencionadas son la volatilidad en los precios y la aversión al riesgo por parte de los inversores, entre otras. Por otro lado, los largos plazos que se requieren para la amortización de las centrales eléctricas amplifican los efectos de la incertidumbre, que puede provocar indecisión en la toma de decisiones y retrasos en la creación de nuevas centrales.

### **1.6.1 Mercados de Capacidad**

En la actualidad existen mercados de capacidad, como los puestos en marcha en el sistema de Pennsylvania-Jersey-Maryland o Nueva Inglaterra, éstos son un mecanismo mercantil para la determinación del precio de la capacidad y funciona de la siguiente manera: la autoridad reguladora selecciona el índice de cobertura deseado, el cual traduce en un margen de reserva mínimo que se le exige a los distribuidores y comercializadores, sobre sus puntas históricas y previsiones de demanda.

Natalia Fabra en su artículo “La electricidad: Mercado, inversiones y garantía de suministro”, argumenta que dichas obligaciones se pueden satisfacer a través de la integración vertical, la contratación bilateral o a través de la adquisición de créditos de capacidad, en un mercado al que acuden también por el lado de la oferta, generadores con unidades de capacidad no comprometidas a

través de contratos bilaterales. Es decir, para un generador comprometer su capacidad significa la obligación de producir cuando el Operador del Sistema así lo requiera. El generador tendrá que cancelar compromisos de exportación o conseguir energía alternativa para cumplir con dicha obligación.

El participar en un mercado de capacidad tiene un coste de oportunidad, por que si los generadores son requeridos por el OS, tendrían que renunciar al diferencial de precios con las regiones vecinas. Pero, la probabilidad de ser requeridos por el OS disminuye debido al margen de reserva, así que el coste de oportunidad de comprometer recursos en el mercado de capacidad será mayor, obviamente, cuanto menor sea el margen de reserva, lo que posiblemente se traduciría en mayores precios de capacidad, de este modo, mayores incentivos hacia la inversión<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> FABRA. P. 9.

## **Capítulo 2. Liberalización regulada de los mercados eléctricos en los países de la OCDE**

## Capítulo 2. Liberalización regulada de los mercados eléctricos en los países de la OCDE

Tradicionalmente la mayor parte de los países han obtenido la electricidad de compañías integradas verticalmente con un importante grado de monopolio en sus respectivas áreas. Durante gran parte del siglo pasado, los precios de la electricidad bajaron en términos reales, pero limitantes tales como los aumentos del precio de los carburantes, las dificultades para la generación de energía nuclear y otros problemas, provocaron un aumento de los precios a partir de la década de los 70. Por otro lado, las tendencias intelectuales y políticas de varios países favorecieron la desregulación como medio para mejorar los resultados económicos<sup>1</sup>.

A partir de 1978 van surgiendo muchas iniciativas, en EEUU, en ese mismo año, se promulga la *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), en Chile<sup>2</sup> se crea el mercado al por mayor en 1982, en Inglaterra y Gales en 1990 se reestructura y privatiza la industria eléctrica, estableciendo la competencia en el mercado de generación y posibilitando la elección de suministrador. Noruega en 1991, estableció también la posibilidad de elección de suministrador, uniéndosele posteriormente Suecia creando el primer pool internacional (NORD POOL). En Australia se creó también un *pool* en 1994 y otro en Nueva Zelanda en 1996.

A finales de de la década de los 90, casi todos los estados de EEUU habían considerado la posibilidad de desregular su mercado eléctrico y algunos

---

<sup>1</sup> En 1979, Margaret Thatcher pensó que los planes de privatización de su partido eran un tema demasiado controvertido para mencionarlo durante la campaña electoral. Veinte años más tarde, lo den por hecho los gobiernos y líderes de opinión, y en más de 100 países ya se han privatizado varias empresas públicas. Sharon Beder (2005).

<sup>2</sup> Uno de los primeros países en adoptar la reforma orientada al mercado fue Chile. Cuando el general Pinochet derribó en 1973 al gobierno marxista democráticamente electo de Salvador Allende, con el apoyo de estadounidenses, adoptó políticas que incluían reducir el déficit presupuestal, privatizar negocios del gobierno y abrir la economía al libre comercio. Chile dividió su empresa de servicio eléctrico en las partes que la componían y las vendió en la década de 1980; de hecho fue el primer país en hacerlo. (Otros países tenían sistemas eléctricos que eran propiedad total o mayoritaria de empresas privadas, pero Chile fue el primer país que ordenó un cambio de propiedad gubernamental a privada). Sharon Beder (2005)

también permitieron la competencia en el mercado al por menor, dando la posibilidad a los consumidores finales de elección de compañía suministradora. Sin embargo, el desastre californiano de 2000-2001, hizo que se reconsideraran estas posibilidades abiertas inicialmente. Actualmente, no todo esta mal ya que se puede considerar que algunos mercados funcionan bien, por ejemplo, Pensilvania-New Jersey-Maryland (PJM), New-York, Texas, o New England, en EEUU. La competencia en el mercado al por menor está tomando importancia en estos mercados.

También la UE, requirió a sus miembros para que implementaran medidas desreguladoras, algunos como Reino Unido o Suecia, ya citados, o España las adoptaron con entusiasmo (Directivas de la Comisión de 1996 y 2003, explicadas a continuación).

Por otro lado, parece claro que un buen número de políticos en la OCDE<sup>3</sup> consideran la desregulación como la mejor medida para conseguir la eficiencia económica y la seguridad de los suministros.

Podemos preguntarnos ¿Qué significa desregulación en este ámbito? ¿Quizás mejor re-regulación? Ya que el transporte y la distribución continúan considerándose monopolios naturales y por tanto, la mejor alternativa es la regulación. La liberalización permite a nuevas empresas entrar en el mercado, en competencia con las existentes y puede incluir reestructuración, separando la integración vertical de las empresas (transporte de generación por ejemplo) o la integración horizontal (creando por ejemplo distintas compañías generadoras). El peligro de la liberalización sin reestructurar es que las compañías existentes pueden tener la posibilidad de discriminar contra las entrantes y hacer la competencia menos efectiva.

Algunos autores como Steiner,<sup>4</sup> señalan que la primera etapa de la reforma es generalmente la generación, permitiendo la entrada de compañías

---

<sup>3</sup> La OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), agrupa a 29 de los países más ricos del mundo en una organización que proporciona a los gobiernos una plataforma de discusión para desarrollar y perfeccionar sus políticas económicas y sociales. Los países miembros producen dos tercios de los bienes y servicios del mundo. Los países miembros son: Australia, Austria, Bélgica, Canadá, República Checa, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Japón, Korea, Luxemburgo, México, Países Bajos, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, Portugal, República Eslovaca, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido y EEUU.

independientes con contratos a largo plazo y creando posteriormente un mercado al por mayor. La competencia en el mercado al por menor, viene posteriormente pues no tiene ningún sentido si la generación es un monopolio, sin embargo, Nueva Zelanda comenzó por desregular su mercado al por menor, como se describe posteriormente.

El tema es ampliamente tratado en la literatura y el interés va en aumento. Stoft,<sup>5</sup> tiene una excelente introducción de los mercados al por mayor. Lévêque,<sup>6</sup> considera los problemas referentes a las compañías de transporte. Glachant y Finon,<sup>7</sup> disponen de una colección de trabajos discutiendo el reciente desarrollo de los mercados europeos. Griffen y Puller,<sup>8</sup> tienen una colección de trabajos enfocados en los EEUU.

En siguiente gráfico 1, se muestra como se ha pasado de una estructura verticalmente integrada a una estructura liberalizada.

---

<sup>4</sup> STEINER, F., *Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry*. Econ Stud, 2001. 32: p. 82-143.

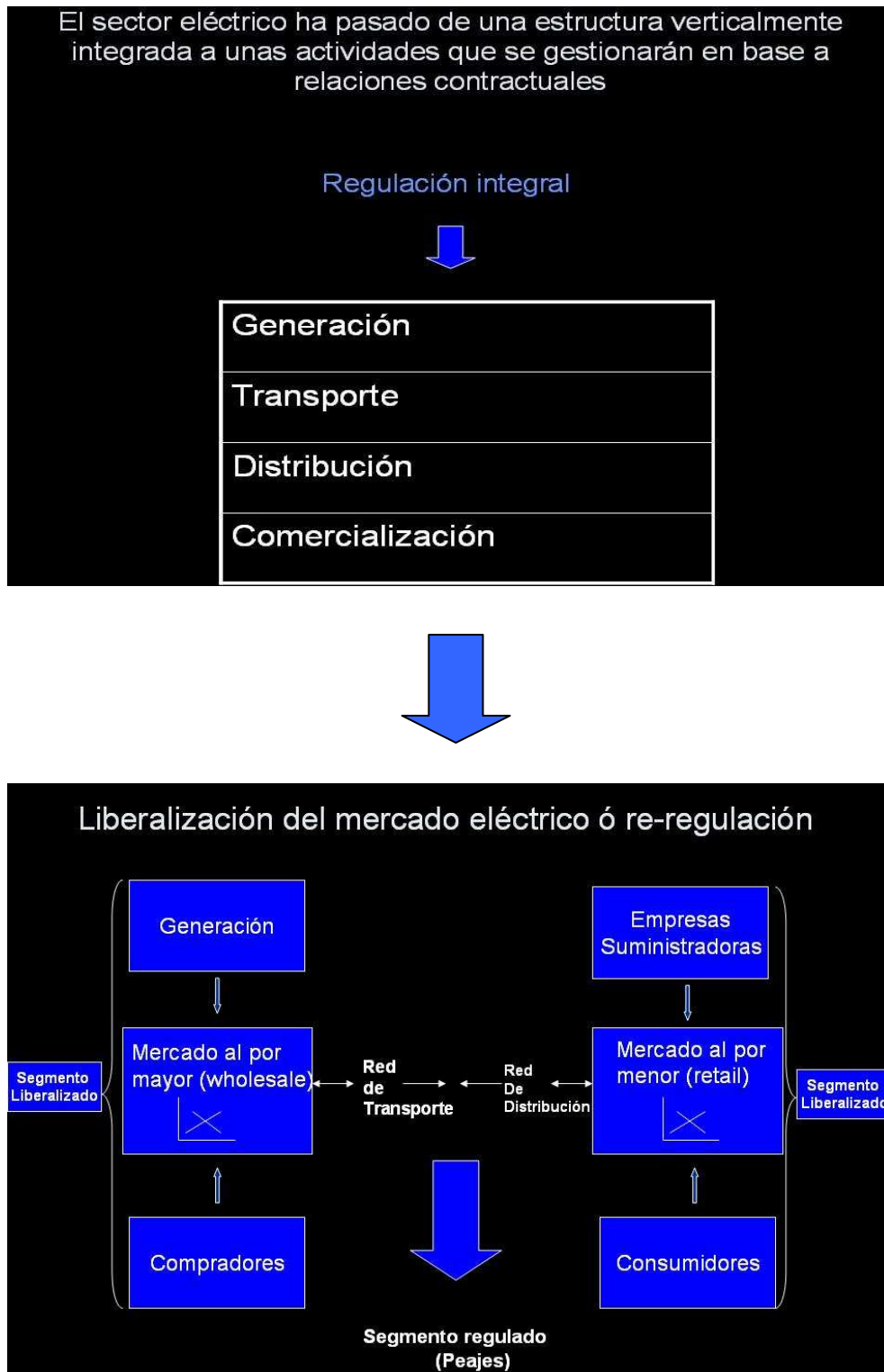
<sup>5</sup> STOFT, S.E., *Power system economics: designing markets for electricity chichester*. 2002, Chichester: Wiley.

<sup>6</sup> LÉVÊQUE, F., *Transport pricing of electricity networks*. 2003, Dordrecht: Kluwer.

<sup>7</sup> GLACHANT, J., FINON, D., *Competition in European electricity markets: a cross-country comparison*. 2003, Cheltenham: Edward Elgar Publishers.

<sup>8</sup> GRIFFEN, J., PULLER, S., *Electricity deregulation: where to from here?* 2005, Chicago: The University of Chicago Press.

**Gráfico 1. Reestructuración del mercado eléctrico**



Fuente: Dr. Antonio Salameo Salas y Elaboración Propia.



## 2.1 Reestructuración en la generación

Probablemente el primer paso hacia la desregulación eléctrica tuvo lugar en los EEUU, PURPA creó una categoría especial de generadores que podían construir pequeñas plantas de generación eléctrica y compañías de co-generación,<sup>9</sup> conocidas como “*qualifying facilities*” (QF). Las *utilities*<sup>10</sup> tenían que comprar la electricidad a las QF, a unos precios equivalentes al costo evitado<sup>11</sup>, regla que debería promover la entrada eficiente de decisiones<sup>12</sup>. Las QF, sólo entraban cuando los contratos eran atractivos, es decir, cuando eran contratos a largo plazo. Pero las *utilities* para tomar el control del proceso, ofrecieron contratos a largo plazo, incluidos los contratos para grandes plantas que se otorgan sobre la base de licitación pública. De este modo nacieron los *Independent Power Producers* (IPP), ampliamente extendidos en los países de la OCDE.

El siguiente paso fue tratar de extender el mercado a las compañías generadoras existentes para tratar de asegurar adecuados niveles de competencia. En 1990, cuando el mercado se conocía como “Pool” se establece en Inglaterra y Gales, produciéndose una división en la gubernamental Central *Electricity Generating Board* (CEGB) responsable de la generación y el transporte. Se formaron 3 compañías generadoras y 1 transportadora. Sin embargo 2 de las primeras tenían posibilidad de aumentar los precios hasta niveles indeseables. Se tardaron 10 años hasta que el mercado fue adecuadamente competitivo<sup>13</sup>. El Reino Unido fue así el primer país europeo en reestructurar la industria eléctrica, para ser posteriormente tomado como ejemplo para la reestructuración de algunos países.

---

<sup>9</sup> Cogeneración: es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil

<sup>10</sup> Utility: Se define como empresa de servicios públicos (suministro de agua, electricidad, gas, etc.)

<sup>11</sup> Costo evitado o *Avoided Cost*: costo en el que evita incurrir una compañía de electricidad por razón de no tener que producir la misma. El costo evitado es siempre menor que el precio al que la compañía vende su energía. Este precio puede resultar favorable para la entidad co-generadora y promueve el uso de otras fuentes distintas al petróleo para producir energía.

<sup>12</sup> GILBERT, R.J., KAHN, E.P., *US Electric power regulation. International comparisons of electricity regulation*. 1996, Cambridge: Cambridge University Press.

<sup>13</sup> NEWBERY, D.M., *Electricity reform in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design*. Energy J, in press.

En la tabla 1, se muestra como los demás países siguieron la iniciativa del Reino Unido, aunque no todos los países aprendieron la lección de que el mercado de la energía podía ser un problema. Por ejemplo, en España el Gobierno permitió que Endesa adquiriera a dos de sus más pequeños competidores poco antes de ser privatizada. En Suecia surgió un problema por la importante cuota de mercado de la compañía *Vattenfall*, que se solucionó con la integración con Noruega formando el *Nord Pool* al que se adhirieron posteriormente Finlandia y Dinamarca. Sin embargo, los problemas de la red de transporte dividió el mercado escandinavo en áreas más pequeñas y por tanto con una competencia más limitada.

Por su parte, la UE adoptó dos directivas para incluir a los mercados eléctricos dentro del mercado único europeo. La primera,<sup>14</sup> permitió a los Estados miembros abrieran sus mercados a competencia a partir de 1999, con el propósito de crear un solo mercado eléctrico en todo el continente europeo. De esta forma, les permitió a los países elegir entre autorización para generación<sup>15</sup> -dejando que el mercado decidiera cuanto generar- o establecer licitaciones<sup>16</sup> transparentes -basadas en las previsiones sobre necesidades de capacidades de generación-<sup>17</sup>. No hacía falta que los países crearan mercados al por mayor, ya que se permitía la venta directa a grandes consumidores, lo cual hacía necesario que estos pudieran acceder a la red de transporte y distribución sin

---

<sup>14</sup> AA.VV., *Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996, concerning common rules for the internal market in electricity*. Brussels: Commission of the European Communities., in 96/92/EC. 1996.

<sup>15</sup> Cuando opten por el procedimiento de autorización, los Estados miembros fijarán los criterios para la concesión de autorizaciones para la construcción de instalaciones generadoras en su territorio. Tales como: (a) la protección y la seguridad de las redes eléctricas, instalaciones y equipos asociados; (b) la protección del medio ambiente; (c) el uso de la tierra y la ubicación; (d) la utilización del suelo público; (e) de la eficiencia energética; (f) la naturaleza de las fuentes primarias; (g) las características particulares del solicitante, tales como técnicas, económicas y financieras.

<sup>16</sup> El procedimiento de licitación es el procedimiento por el cual las necesidades adicionales previstas y el reemplazo de capacidades es cubierto por suministros de nueva o de ya existente capacidad de generación.

<sup>17</sup> Tanto el procedimiento de autorización como el de licitación estaban sujetos a la transparencia y a criterios no discriminatorios.

discriminación alguna. Realmente sólo Portugal adoptó el sistema de licitaciones, también ha creado recientemente con España el mercado eléctrico ibérico<sup>18</sup>. La segunda directiva,<sup>19</sup> exigió a todos los países adoptar como mecanismo preferente las autorizaciones, permitiendo las licitaciones como último recurso cuando hubiera temores sobre la seguridad del suministro. Algunos países entre los que sobresale Francia, resistieron las presiones de otras naciones de la UE y de líderes comerciales dentro de Francia para privatizar su electricidad. Sin embargo, en 2002, con la elección de un gobierno de centro derecha, el gobierno francés finalmente aceptó abrir sus mercados y privatizar parcialmente la Electricité de France (que tuvo una apertura en el mercado minorista del 30%)<sup>20</sup>.

**Tabla 1. Liberalización de la industria eléctrica y mercados**

País	Liberalización	Mercado eléctrico	Consum 2002	TWh
Australia	Electricity industry Act for Victoria (1194)	National Electricity Market (1997) Victoria Pool(1994)	196	
Austria	Law for electricity Supply (1198)	Energy Exchange Austria(EXAA)(2002)	55	
Belgium	Law for the Organisation of the Electricity Market Abril 1999	No existe	79	
Canada	Alberta-Electric utilities Act(2001) Ontario-Energy Competition Act (1198)	Alberta Pool (1996) Ontario Market(2002)	487	
Czech Republic	The energy Act (2000)	Operátor trhu elektrinou(2002)	55	
Denmark	Amendmeent to danish Supply Act(1996)	Nord Pool 1999 , Danmark2000/1	32	
Finland	Electricity Market Act (1995)	Finnish Electricity Exchange(1995)	79	
France	Law No. 2000-108 (2000)	Powernext(2001)	415	
Germany	Act on the supply of electrity and gas(1998)	European Electricity Exchange (2000)	513	
Greece	Electricity Law,December 1999	No existe	47	
Hungary	Electric Power Act(2001)	No existe,pero referencia EEX	36	
Iceland	Electricity Act(2003)	No existe	8	
Ireland	Electricity Regulation Act(1999)	Trading and Settlement Mkt (2000)	22	
Italy	Bersany Decree(1999)	Electricity Market(2004)	294	

<sup>18</sup> CRAMPES, C., FABRA, N., *The Spanish Electricity Industry: Plus ça change ....* Cambridge Working Papers in Economics. Faculty of Economics, University of Cambridge, 2005.

<sup>19</sup> AA.VV., *Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC.* Brussels: Commission of European Communities., in 2003/54/EC. 2003.

<sup>20</sup> BEDER, S., *Energía y poder. La lucha por el control de la electricidad en el mundo.* Primera edición ed. 2005, México: Fondo de Cultura Económica.

Japan	Amendments to Elec. Utility Law(1995)	No existe	971
Korea	Act on Promotion of Restructuring of the Electric Power Industry(2000)	Korea Power Exchange(2001)	267
Luxembourg	Law 24 July 2000 on the organisation of the electricity market	No existe. La mayor parte de la electricidad es importada	6
Mexico	Permitidos productores independientes No hay mas liberalizaciones	No existe	190
Netherlands	The Electricity Act (1998)	Amsterdam Power Exchange (2001)	101
New Zealand	Energy and Companies Act (1992)	Electricity Market Company(1996)	36
Norway	Energy Act(1990)	Norwegian Power Pool(1991) and Nord Pool 1999	107
Poland	Energy Act 1997	Polish Energy Exchange (2000)	117
Portugal	Deree Laws 182/95, 183/95, 184/95 and 185/95 de juio1995	Iberian electricity market(2004)	42
Slovakia	Law on Energy(1998)		
Spain	Electricity Act(1994)	OMEL(1997), Iber.Electr.Mark.(2004)	218
Sweden	Law for the Supply of electricity 10/95	Nord Pool(1996)	138
Switzerland	Act defeated in 2002 referendum	No existe	55
Turkey	Electricity Market Law (2001)		
United Kingdom	Electricity Act(1989)	Electricity Pool of England and Wales(1990), ELEXON (2001)	344
United States	PURPA(1978), Energy Policy Act(1992)	PJM(1998), ISO_NE(1999), New-York(1999), ERCOT(2002)	3660

**Fuente: Recopilación de A.Al-Sunaid R.Green**

En los EEUU, la *Energy Policy Act* de 1992<sup>21</sup>, reconoció la situación de las IPP y la *Federal Energy Regulatory Comisión* (FERC), requirió a las *utilities* para que abrieran sus líneas de transporte a terceras partes, dejando otros aspectos regulatorios a los distintos estados. Por su parte, los estados han actuado de distintas maneras, unos han desregulado distintos aspectos y otros no han

---

<sup>21</sup> La *Energy Policy Act* de 1992, se creó en EEUU, con el objetivo de contar con un marco regulatorio para la competencia en el mercado *wholesale* de generación eléctrica y establecía una nueva categoría de productores de electricidad. Entre otras cosas, exigía a la *Federal Energy Regulatory Commission*, que abriera el sistema nacional de transporte eléctrico a los suministradores *wholesale*. Sin embargo, en agosto de 2005, fue sustituida por la *Energy Policy Act* de 2005, que tardó 5 años en desarrollarse, incluye dos importantes disposiciones de eficiencia energética: la primera consiste en incentivos fiscales a los productores y a los consumidores por las tecnologías y prácticas avanzadas en cuanto al ahorro de energía. La segunda se refiere a las normas mínimas de eficiencia energética en 16 productos, entre otras disposiciones menos importantes. [http://www.eia.doe.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngmajorleg/enrgypolicy.html](http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/enrgypolicy.html)

optado por la desregulación, singularmente aquellos que antes de la desregulación tenían unos precios por debajo de la media. En la desregulación que afectaba a *utilities* privadas, surgieron problemas pues tenían activos no válidos en un mercado competitivo en el que se pretendía producir a menores precios y no bajo regulaciones basadas en los costes. En muchos estados se solucionó mediante pagos únicos que cubrieran los costes hundidos de estos activos.

Sin embargo, la reestructuración en California resultó un desastre<sup>22</sup>. Los primeros cuatro años, o hasta que los costes hundidos fueron pagados, los precios al por menor permanecieron regulados. Se esperaba un gran margen entre los precios *retail* y los precios *wholesale*, y una vez que los costes hundidos fueran pagados, los precios *retail* seguirían a los precios *wholesale*, minimizando el riesgo para los comerciantes al por menor. Es decir, se creía que los precios al por menor superarían en un margen considerable a los costes, lo cual permitiría recuperar los costes hundidos.

Las cosas no sucedieron así, las importantes demandas durante el verano del 2000 y las pocas lluvias redujeron las importaciones procedentes de generadores hidroeléctricos de los estados vecinos, aunado a las pocas reservas acumuladas y los aumentos en los precios del gas, causaron un aumento importante de los precios al por mayor, es decir, las *utilities* compraban energía a un precio, coste para ellas, por encima del precio al que vendían. La situación se hizo insostenible y llegaron los famosos apagones. Los reguladores federales intervinieron cerrando los mercados, lo cual todavía fue peor y el gobierno estatal compró mediante contratos a largo plazo energía a precios muy elevados. Los precios no bajaron hasta que se impusieron unos precios máximos en todos los mercados occidentales. El desastre pudo producirse por diversos factores, pero no cabe duda de que el mal diseño de los mercados contribuyó a que el desastre fuera mayor<sup>2324</sup>.

---

<sup>23</sup> JOSKOW, P.L., *California's electricity crisis*. Oxford Rev Econ Policy, 2001. 17: p. 88-365.

<sup>24</sup> BLUMSTEIN, C., FRIEDMAN, L., y GREEN, R.J., *The history of electricity restructuring in California*. J Ind Competition Trade, 2002. 2: p. 9-38.

## 2.2 El monopolio natural en el transporte y los nuevos mercados eléctricos

La casi imposibilidad de almacenar energía eléctrica y el hecho de que el lugar de producción sea distinto del lugar de consumo, hace que una parte de la infraestructura del sistema eléctrico deba ser considerado como un monopolio natural y que sólo un único operador (Operador del Sistema), sea capaz de equilibrar en todo momento oferta y demanda, coordinándolo además con los sistemas de países vecinos. La liberalización no puede perder de vista esta realidad y restricción física.

En los primeros mercados eléctricos en Chile, Inglaterra y Gales, todos los generadores y los consumidores debían realizar sus ofertas y demandas facilitando así las tareas de los O.S., todo lo realizaba el mercado. En Inglaterra y Gales, el mercado eléctrico se basó en los procedimientos operativos y software, usados previamente en la *Utility*, simplemente reemplazando la información interna de costes de generación por las ofertas de los generadores. Las ofertas determinaban los precios para cada media hora y toda la energía se compraba/vendía a esos precios. Los precios eran volátiles, pero los vendedores y compradores se protegían mediante contratos por diferencias basados en los precios del pool, que acordaban unos precios con unas cantidades a suministrar. Como las ofertas se casaban con las demandas un día antes, el O.S. hacía posteriores ajustes durante el día con precios basados en las ofertas iniciales<sup>25</sup>.

El siguiente mercado eléctrico que se creó, el noruego (Nord Pool), el cual mejoró el diseño inicial en varios aspectos. La primera mejora fue que era un pool en red y no todas las compraventas debían de pasar por el mercado, solamente tenían que informar al O.S. de sus planes y podían celebrarse acuerdos bilaterales (físicos)<sup>26</sup>.

---

<sup>25</sup> GREEN, R.J., *Markets for electricity in Europe*. Oxford Rev Econ Policy, 2001. 17: p. 45-329.

<sup>26</sup> Los consumidores cualificados o los agentes externos podrán formalizar con productores o agentes externos contratos bilaterales físicos de suministro de energía eléctrica. Reglamentariamente los sujetos que formalicen estos contratos deberán estar inscritos en el Registro Administrativo que corresponda, de acuerdo con su naturaleza. Las unidades de producción que estuvieran afectas al cumplimiento de estos contratos quedarán exceptuadas de la obligación de presentar ofertas en el mercado de producción de energía eléctrica, por la parte de su energía generada vinculada al cumplimiento del contrato.

Segunda, había un formato en varias etapas, en el mercado principal se casaban las órdenes el día anterior, sin embargo, había un segundo mercado (de regulación), que operaba en un momento mas cercano al tiempo real. Las principales negociaciones del mercado fueron firmes en que las compañías no podían cambiar de opinión a cerca de sus negociaciones hechas previamente, sin que hubiese cargos por el coste de anularlos en el mercado de regulación, por que el mercado de regulación aceptaba ofertas hasta muy poco tiempo antes del tiempo real. Sin embargo, los participantes de mercado podían reaccionar a los cambios en el balance entre demanda y oferta, ayudando al mercado a mandar mejores señales de precio.

Tercera, se simplificaron las ofertas, en el mercado inglés eran muy complejas pues debían abarcar 24 horas, mientras en el Nord Pool las ofertas se hacían para cada hora reduciendo así el riesgo. Una cuarta ventaja del Nord Pool, es que es un mercado espacial. Si hay restricciones en el transporte entre países o regiones de un mismo país, se establecen precios distintos para cada región. Esto proporciona señales que indican donde es preciso realizar inversiones ya sea de generación o transporte.

Las restricciones dentro del área del mercado principal deben ser gestionadas por el O.S. y en principio los consumidores no reciben señal alguna. La manera de enviar señales correctas sobre los precios, se conoce desde 1980 como “*nodal pricing*”<sup>27</sup>. Cuando se produce una restricción en el área de transporte puede establecerse un precio para cada nodo la red. Los pioneros en adoptar los “*nodal pricing*” fueron Nueva Zelanda y poco después PJM en los EE.UU. Parece que todo se mueve en esa dirección, sin embargo, en algunos estados de los EE.UU. que tienen una regulación estatal notable supone un problema. En el continente europeo, se han establecido distintos mercados eléctricos organizados, (Amsterdam, Leipzig y Paris, etc.), en donde la electricidad es negociada en volúmenes cada vez más grandes, pero los O.S. son todavía responsables de mantener un balance en el sistema eléctrico. Esto significa que los participantes que realizan intercambios físicos, (como los generadores y suministradores con centrales eléctricas y consumidores,

---

<sup>27</sup> SCHWEPPE, F.C., CARAMANIS, M.C., TABORS, R.D., y BOHN, R.E., *Sport pricing of electricity*. 1988, Boston: Kluwer.

opuestamente a los que realizan operaciones puramente financieras que tienen que deben revertir sus operaciones antes del tiempo real para evitar la entrega de electricidad), deben mantener sus propios acuerdos de equilibrio con el O.S.

Sí existe un mercado en equilibrio con negociación líquida, no debería ser un inconveniente para la entrada de un nuevo participante. Sí los participantes entrantes pueden sólo comprar servicios de balance de un operador de sistema dominante, o si el balance del mercado es muy estrecho, puede ser una barrera de entrada en la generación. Para reducir estos problemas, en EEUU, por ejemplo la mayoría de los mercados son manejados por O.S. independientes.

Un aspecto clave en el actual debate, se refiere a si existen suficientes incentivos para la inversión en nuevas plantas de generación que atiendan al aumento de la demanda. En los mercados con suficiente competencia, los precios se acercan al coste marginal, lo cual significa que los generadores deben de cubrir una parte importante de los costes fijos durante las pocas horas en que la demanda esta cercana a su capacidad total y los precios pueden subir, el problema es que los precios en esas horas pueden necesitar estar muy altos si es que se quiere producir suficientes ingresos para incentivar la inversión, pero los reguladores pueden estar bajo la presión de fijar unos precios máximos a niveles bajos. En este contexto una solución puede ser la creación de un mercado separado de capacidades disponibles<sup>28</sup>.

En los EE.UU., en los mercados al por mayor de PJM y New England, existen estos mercados de capacidad, los cuales exigen a los minoristas que adquieran la capacidad suficiente para sus cargas esperadas (más un margen de reserva) y están destinados para asegurar que la capacidad está ahí para cuando se necesite. Estos mercados proporcionan señales que pueden ser adecuadas, pero en algunos casos como España, existen presiones políticas donde existe un pago fijo a los generadores que no está correlacionado con el balance entre capacidades disponibles y la demanda.

En la Gran Bretaña, se creó el mercado NETA (New Electricity Trade Arrangements) que sustituyó al mercado original, (y desde el 2001 sustituido a su vez por ELEXON), aque dejaba plena libertad a las compañías para negociar en

---

<sup>28</sup> JOSKOW, P.L., *Electricity deregulation: Where to from here?* 2005, Chicago: The University of Chicago Press.



cualquier mercado que escogieran, o negociar también de manera bilateral, muy poco tiempo antes del tiempo real. Una vez cerca del tiempo real, sin embargo, sólo el O.S. puede negociar con los generadores o proveedores, a fin de equilibrar el sistema. A diferencia de la mayoría de mercados al tiempo real, sin embargo NETA, establecía un doble precio para las empresas que requerían comprar de las que tenían un exceso. El gap entre estos dos precios se creía un incentivo adecuado para que cada empresa se equilibrase, pero hubo dificultades en el O.S. y ese gap fue disminuyendo. Además NETA, no es un mercado espacial. Probablemente se requieren cambios en el sistema.

## **2.3 La regulación de la red**

El transporte eléctrico es un monopolio natural. Aunque no requiere ser propiedad del gobierno, debido a las economías de escala, está generalmente regulado. En él, la competencia no supone salvaguardia para que puedan existir unos precios excesivos para los consumidores. El monopolio natural de redes eléctricas, también puede limitar la entrada de posibles pequeños generadores. En términos generales podemos decir que en los países de la OCDE, las redes de transporte están gobernadas por regulaciones basadas en el coste. En estos casos, las empresas reguladas tienen unos ingresos iguales a sus costes históricos incluyendo un rendimiento de la inversión correspondiente al coste del capital.

Sin embargo, algunos países como Italia, Noruega y el Reino Unido utilizan como regulación un precio o ingreso máximo, para el transporte de electricidad. En estos casos el regulador fija un máximo con un factor de incentivo X, para inducir a que las empresas tengan costes menores, en un periodo de tiempo específico. La determinación de X no es fácil y sí se revisa frecuentemente, los precios de este tipo de regulaciones son bastante cercanos a los que se establecen mediante regulaciones basadas en los costes.

En la tabla 2, se muestra como la mayoría de los países de la OCDE escogen una regulación basada en los costes. El reto es asegurar como las

empresas tienen una presión suficiente, pero no excesiva, para mantener los costes bajos.

Mientras la mayoría de los países tienen una compañía de transporte, muchos tienen varias de distribución. Lo cual permite a su regulador comparar sus costos, y puede llevar a una más eficiente regulación. Sin embargo, las fusiones entre compañías de distribución puede ser una gran desventaja. Por ejemplo en Finlandia, la *Electricity Market Act* de 1995, faculta al regulador para bloquear acuerdos de fusión que pudieran resultar en un solo operador de red de distribución con una cuota de mercado de 25%.

Casi todos los países cuentan ahora con un regulador eléctrico. En principio Nueva Zelanda no lo tenía, pero después de una serie de cambios y decisiones, finalmente en marzo 2004 se estableció formalmente la *Electricity Commission*. Por su parte Alemania, estableció un sistema negociado de tarifas entre las compañías para la utilización de la red de transporte, bajo la Directiva Europea de 1996 de la liberalización eléctrica. Aunque este modelo aseguraba la igualdad de trato entre las compañías existentes y las nuevas, a través de las tarifas de transporte y el refuerzo de la separación del transporte de la generación y el suministro, también éste puede ser utilizado para desalentar la entrada a las nuevas compañías, manteniendo las tarifas de transporte altas, ya que en las existentes se establecían subsidios cruzados<sup>29</sup> en la generación.

Esta situación cambió en julio de 2004, cuando se facultó al regulador de las telecomunicaciones para que se ocupara también de la electricidad. Por otro lado, la Directiva Europea de 2003, requirió a los estados miembros para que en lugar de tarifas negociadas, se estableciera una regulación cuyas tarifas debían fijarse de acuerdo con una metodología.

Para Al-Sunady, A. y Green, R. lo más conveniente es un regulador específico para el sector eléctrico que sea independiente. El sector es muy complejo, requiere grandes expertos y con muchos intereses en juego, de ahí la necesaria independencia. Finalmente, la política de la competencia descansa

---

<sup>29</sup> Un subsidio cruzado se produce cuando una empresa modifica sus precios para que los ingresos obtenidos en un servicio le permitan financiar las pérdidas que tiene en otros. Así, una empresa podría promocionar el consumo de un servicio fijando su precio por debajo del coste y podría financiar esta estrategia fijando el precio de otro servicio por encima de su coste.

sobre respuestas *ex post* a los problemas, mientras que los reguladores disponen de herramientas *ex ante*, tales como precios máximos, para proteger a los consumidores desde el principio. Por ejemplo, en el Reino Unido el regulador estableció precios máximos en los precios al por menor, hasta que tuvo confianza en que la competencia protegía suficientemente a los consumidores.

**Tabla 2. Transporte y regulación**

País	Separación	Acceso a terceros	Regulación de precios
Australia	Propiedad	Regulado	Precio máximo
Austria	Legal	Regulado	Benchmarked-cost(a)
Belgium	Legal	Regulado	Basado en costes
Canada(b)	Propiedad	Regulado	Basado en costes
Czech Republic	Legal	Regulado	Precio máximo
Denmark	Legal	Regulado	Expost
Finland	Propiedad	Regulado	Expost
France	Gestión	Regulado	Basado en costes
Germany	Legal	Negociado	No regulado
Greece	Legal	Regulado	Basado en costes
Hungary	Legal	Regulado	Precio máximo
Iceland	Legal	Regulado	Basado en costes
Ireland	Legal	Regulado	Precio máximo
Italy	Legal	Regulado	Precio máximo
Japan	Contable	Negociado	Basado en costes
Korea	Legal	Regulado	Basado en costes
Luxembourg	Contable	Regulado	Basado en costes
Mexico	No	No	nd
Netherlands	Propiedad	Regulado	Precio máximo
New Zealand	Propiedad	Regulado	Expost
Norway	Propiedad	Regulado	Ingresos máximos
Poland	Gestión	Regulado	Basado en costes
Portugal	Propiedad	Regulado	Basado en costes
Slovakia	Legal	Regulado	Precio máximo
Spain	Propiedad	Regulado	Coste estandar(a)
Sweden	Propiedad	Regulado	Expost
Switzerland	Propiedad	Regulado	Desconocido
Turkey	Legal	Regulado	Ingresos máximos
United Kingdom	Propiedad	Regulado	Precio máximo
United States	Varios(d)	Regulado	Basado en costes

(a)Enchmarked-cost y coste estandar son variantes de incentivos a la regulación

(b)Son datos de Ontario; algunas provincias no están reestructuradas

(c)En la actualidad la separación y el acceso a terceros no se requiere, pero hay un borrador de ley

(d) La mayor parte de mercados tienen un Operador de Sistema independiente

**Fuente: Recopilación de A.Al-Sunaidi y R.Green**

Las tarifas del transporte son relevantes si existe acceso a que otras compañías utilicen la red de transporte, *Third Party Access* (TPA). El problema se complica cuando está involucrado más de un país, ya que una compañía debería hacer pagos a las distintas propietarias de las redes utilizadas.

En el Nord Pool, el problema ha sido resuelto en gran medida mediante la formación de un mercado internacional –donde si se produce una congestión en la frontera nacional, el mercado se divide en varias áreas con precios diferentes– y las compañías que quieren comerciar a través de la frontera, deben de pagar o recibir la diferencia. Algunos otros interconectores como los que hay entre Alemania y Holanda, se sujetan a subastas regulares, pero como éstas tienen lugar antes de que realmente se intercambie la electricidad, no resulta un arbitraje eficiente.

La asociación ESTO, *European Transmission System Operators*, ha estado trabajando en estos temas y en marzo del 2002, estableció un pago único de €1/ MWh en los flujos transnacionales, que sin embargo quedo suprimido para los países centrales en enero del 2004, pero los países periféricos todavía pagan una tarifa.

## **2.4 Separación de la red de transporte**

Como se ha dicho anteriormente el transporte es un monopolio natural y existen muchas restricciones para transportar la energía desde el lugar de producción hasta el de consumo, mismas que pueden afectar tanto al precio ofrecido en cada lugar como a la cantidad que los generadores pueden vender. El operador de la red de transporte podría favorecer más a unos generadores frente a otros. Es práctica común en los países de la OCDE, empezar las reformas del sector separando las actividades de generación de las de transporte en las compañías integradas verticalmente.

Ocaña,<sup>30</sup> presentó cuatro aproximaciones para separar la generación del transporte. En la primera, la *utility* debía separar sus cuentas entre las dos actividades; la segunda, requería separación funcional, empleados distintos e informaciones separadas; la tercera, dirección separada; y la cuarta separación de la propiedad.

Los países de la OCDE, eligieron formas distintas. Por ejemplo, los países escandinavos, optaron por soluciones distintas en cada uno de ellos. En el Reino Unido, la red de transporte está gestionada por la *National Grid Company* (NGC), que inicialmente no podía negociar la electricidad, pero posteriormente al modificarse el mercado al por mayor, con la creación de NETA (ahora ELEXON), se le permitió negociar.

En Italia, el operador del sistema es una empresa pública, *Gestore della Rete di trasmissioni Nazionale*, que está integrada con ENEL pero que están requeridas a separarse.

La primera Directiva Europea requería contabilidades y direcciones separadas, pero la segunda iba más lejos ya que exigía la plena separación legal, pero confirmando que no se requería la separación de la propiedad.

## 2.5 Competencia en el suministro

Tradicionalmente, el suministro de electricidad no ha estado separado de la distribución y por tanto, si la distribución era un monopolio natural también lo era el suministro. Pero de la misma manera que se ha separado la generación del transporte, abriendo la primera a la competencia, podemos hacer lo mismo con el suministro respecto a la distribución. Algunos países han liberalizado la generación pero no el suministro lo cual no parece conveniente pero si posible, sin embargo parece más difícil imaginar la liberalización del suministro si los comercializadores no pueden comprar la energía en un mercado.

---

<sup>30</sup> OCAÑA, C., *Competition in electricity markets*. 2001, Paris: OECD and International Energy Agency.

La liberalización en el suministro significa que los clientes pueden escoger entre las diversas empresas suministradoras, comercializadoras. Una pregunta que nos podemos hacer al respecto es si todos los clientes están en disposición de saber escoger. Desde luego los clientes importantes si que saben, es decir las empresas, pero ¿y los particulares? y aunque supieran ¿les merece la pena?. Por otro lado, el cambio de un suministro regulado a uno liberalizado puede ser difícil por el gran número de clientes, por esta razón, entre otras, algunos países han iniciado la liberalización en el suministro con los clientes importantes, que es un número relativamente reducido. En general el criterio para seleccionar los clientes importantes ha sido el consumo, eligiendo sobre un umbral de Kwh.

Un sistema eléctrico liberalizado en la producción y en el suministro, podría trasladar los precios de producción a los consumidores, pero surge un problema no menor. Los precios de producción se establecen en una base horaria, o incluso de media hora, pero las lecturas de los contadores se realizan con una frecuencia no inferior al mes. Debido a la alta volatilidad de los precios al por mayor, resulta francamente difícil el traslado de los precios citados. Para los consumidores importantes, el problema puede resolverse con la instalación de equipos sofisticados de medida sobre la misma base horaria y un equipo de transmisión de datos incorporado que transmitiera estos a las compañías comercializadoras. Pero esto es caro e inabordable para los pequeños consumidores. Para estos, una solución podría ser establecer unos perfiles de usuarios obtenidos con estadísticas precisas y que los usuarios se acogieran a aquel perfil que más se pareciera a sus hábitos de consumo.

Otra cuestión que aparece, es si el cliente recibe un cargo de la empresa suministradora y otro de la empresa distribuidora por utilizar la red, o un sólo cargo de la empresa suministradora debiendo en este caso ésta última compañía pagar el canon por la utilización de la red. En cualquier caso este canon debe estar regulado para que la competencia entre empresas suministradoras sea adecuada.

También podríamos preguntarnos ¿Cómo debería ser regulada una *utility* existente? Una posibilidad es no regularla, esto es posible cuando el mercado puede ser considerado como plenamente competitivo. Pero ya hemos visto que esto puede ser así en algunos casos, como en el de grandes clientes, pero ¿y para los pequeños?. Seguro que ante la liberalización ellos necesitarán protección durante algún tiempo. Esta protección podría establecerse en forma de precio fijo para la compañía existente. Sí esos precios son bajos, las otras compañías no podrán competir, la competencia se irá al traste y la existente tendrá pérdidas. Todo parece indicar que de establecerse precios fijos, estos deben ser lo suficiente flexibles para absorber los incrementos de los precios de los carburantes o establecer una serie de precios máximos a corto plazo hasta un horizonte temporal, hasta el que las compañías suministradoras puedan utilizar las coberturas que por ejemplo les proporcionan las compras en los mercados *forward*.

Otro aspecto importante a tener en cuenta, son los posibles cambios de compañía por parte de los clientes. Por ejemplo un cliente puede tener la tentación de suministrarse de una compañía con precios regulados cuando los costes de producción son elevados y pasarse a una compañía con precios libres cuando los de producción y por tanto los de suministro son bajos. Los distintos países han regulado de manera diferente estas situaciones para intentar repartir los riesgos entre clientes y suministradores.

Hagamos un resumen de lo que ha pasado en los países de la OCDE. El primer país en iniciar el proceso fue Gran Bretaña en abril del 1990. Lo inició con 5.000 grandes consumidores de más de 1 MW, que representaban un 30% del consumo. Dos quintos de ellos cambiaron de suministrador durante el primer año y posteriormente fueron haciéndolo a ritmo más uniforme. Luego siguieron 50.000 clientes de más de 100kW, que representaban el 20% del consumo. Esta política que parecía apropiada se vio dificultada por la instalación de los contadores.

La ulterior apertura en la Gran Bretaña se hizo por etapas y en áreas concretas para hacer manejable los cambios que pudieran surgir. Se finalizó en junio del 1999. La mayor parte de los clientes ha cambiado de suministrador, pero el 10% de ellos han vuelto a la compañía existente. En la actualidad el 80%

de los que cambiaron, compran gas y electricidad a la misma compañía, siendo British Gas, la que tiene la mayor cuota de mercado y además el suministro es más caro (hasta un 5%). Lo cual nos hace pensar que el Marketing y la familiaridad con los clientes son más importantes que el precio.

El segundo país en iniciar la apertura del mercado minorista fue Noruega y lo hizo con todos los usuarios a la vez. Para los usuarios particulares se utilizó el sistema de perfil de usuario, así se evitaron los costes de adquisición de los contadores. Hay que tener en cuenta que la generación en Noruega se realiza básicamente con centrales hidroeléctricas, por su abundante agua, con poca variación en los precios a lo largo del día, lo cual reduce las posibles variaciones en los costes obtenidos vía perfil de aquellos que se obtendrían vía contador. Existen en Noruega tres posibilidades de contrato: uno que permite al suministrador cambiar los precios cada mes; un segundo de precio fijo durante un año o más; y un tercero que repercute los precios spot de generación en los suministros. Unos consumidores han cambiado de suministrador mientras otros han renegociado el contrato con la compañía existente.

Nueva Zelanda abrió su mercado en dos etapas, en 1993 y 1994, empezando curiosamente por los consumidores pequeños, seguidamente por los grandes consumidores. La razón era que la regulación previamente existente era muy ligera, ya que se basaba más en leyes de competencia, que en la reglamentación tradicional cuyo principio fundamental era básicamente el de mantener los precios bajos. Una vez que las autoridades se dieron cuenta que la competencia sería seguramente más intensa en el segmento de los grandes consumidores, que en el de los pequeños, desearon dar a éstos últimos una ventaja inicial, con la esperanza de que ello evitaría que las empresas trasladaran los costos a los consumidores más pequeños. Sin embargo, no fue hasta 1999, que los pequeños consumidores pudieron utilizar el sistema de perfil en lugar del sistema de contadores.

En Australia, país federal, las decisiones sobre la competencia han sido tomadas por los distintos estados. Empezó en 1992 Victoria, abriendo inicialmente la competencia para los consumidores de más de 5MW y posteriormente a los de hasta 1MW, en el 2002 se abrió el mercado a todos los



consumidores. Sin embargo, no todos los estados han seguido el ejemplo de Victoria, en lo referente al mercado doméstico.

Finlandia, abrió su mercado en 1995 para los grandes consumidores y en 1997 para los pequeños, pero la facturación vía perfil, no fue adoptada hasta enero del 1998. Un caso parecido es de Suecia, que abrió por entero su mercado cuando se adhirió al *Nord Pool* en 1996, pero los consumidores sólo pudieron optar la tarificación vía perfil hasta 1999.

Por su parte, la Comisión Europea ha ido mostrando los beneficios del hecho de que los estados miembros adoptaran la desregulación de sus industrias eléctricas, así la Directiva de 1996, sobre el Mercado Eléctrico Interior, incluyó un calendario para apertura de los mercados. Los estados miembros debían abrir sus mercados, a partir del 19 de febrero del 1999, para los consumidores con suministros superiores a 40 Gwh por año (aproximadamente el 26% del mercado de la UE). En febrero del 2000, el umbral se situó en 20 Gwh y en febrero del 2003 en los 9 Gwh, en total el 87%. Se le concedió un año más a Bélgica e Irlanda y 2 a Grecia para implementar esta Directiva. Una segunda Directiva del 2003 estableció, que todos los estados debían abrir sus mercados para todos los consumidores en el 2007, sujeto no obstante a una revisión a realizar en el 2005.

Los estados de los EEUU y las provincias del Canadá, han ido adoptando la apertura de los mercados al por menor de distintas maneras y calendarios. Debemos mencionar una vez más la debacle ocurrida en California no superada hasta entrado el 2001. En Pensylvania, a una compañía le fueron fijadas unas tarifas reguladas altas y perdió el 20% de sus clientes, mientras otra compañía tuvo una tarifa baja que disuadió a los nuevos competidores.

La tabla 3, ofrece un resumen de la medida de la apertura del mercado, y el nivel de cambio (donde esté disponible).

**Tabla 3. Competencia en el suministro**

País	Apertura del mercado retail		Umbral apertura	Cambios de suministrador 1998-01	
	Inicio	Total		Cliente Grande	Cliente Pequeño
Australia	1994	n.d	según estados(a)		12%(b)
Austria	1998	2001	todos	20-30%	5-10%
Belgium	2000	2007	según region(a)	2-5%	n.d
Canada(b)	1996	n.d	según provin(a)		
Czech Republic	2002	2006	9 GWh		n.d.
Denmark	1999	2003	todos		
Finland	1995	1997©	todos	> 50%(d)	5-10%
France	2000	2007	todos no domest	10-20%	n,d.
Germany	1998	1998	todos	20-30%	5-10%
Greece	2001	2007	1kV	n.d.	n.d.
Hungary	2003	2007	6,5 GWh		n.d.
Iceland	2003	2007	100 GWh		n.d.
Ireland	2000	2005	0,1 GWh	10-20%	n.d.
Italy	1999	2007	0,1 GWh	> 50%	n.d.
Japan	2000		2 MW		n.d.
Korea			Ninguno	n.d.	n.d.
Luxembourg	2000	2007	todos no domest	10-20%	n.d.
Mexico			Ninguno	n.d.	n.d.
Netherlands	1999	2004	todos	20-30%	n.d.
New Zealand	1993	1994©	todos	22%(e)	
Norway	1991	1991	todos		
Poland	1998	2005	1 GWh	n.d.	n.d.
Portugal	1999	2004	todos	5-10%	n.d.
Slovakia	2002	2005	20 GWh	n.d.	n.d.
Spain	1998	2003	todos	10-20%	n.d.
Sweden	1996	1996©	todos	100%(d)	10-20%
Switzerland			Ninguno	n.d.	n.d.
Turkey	2002	2011	9 GWh		n,d.
United Kingdom	1990	1999	todos	> 50%	n.d.
United States	1998	n.d	según estados(a)		

(a) algunas partes del país

(b) datos de Victoria 2002-2003

©Competencia para peq. Consumidores inicialmente con contadores

(d)clientes que han cambiado o renegociado

(e)los datos cubren todo tipo de consumidor, junio 2003

**Fuente: Recopilación de A.Al-Sunaidi y R.Green**

Tras el parón que supuso la debacle californiana, pocos estados abrieron sus mercados al por menor, Texas fue una excepción que lo abrió para todos los clientes en enero del 2002 y un gran porcentaje de todos los segmentos del mercado cambiaron de compañía.

Llegados aquí, nos podemos preguntar ¿cuáles son los determinantes del éxito de la competencia en los mercados eléctricos al por menor?. La competencia no es un fin en sí mismo, sino una vía para asegurar que los clientes pagan lo justo, ni más ni menos, por sus consumos. Altos porcentajes de cambio de compañía, pueden ser interpretados como un signo de que se somete a las compañías preexistentes a una presión para mejorar sus prestaciones, o de que los precios de éstas todavía son altos. Sin embargo, una correlación entre precios y cuotas de mercado puede resultar compleja, entre otras razones porque depende de la facilidad para cambiar de compañía.

Por otro lado, también los precios de los combustibles influyen en los precios de la energía. En los países nórdicos, las pocas lluvias registradas en el otoño del 2002, ajustaron los precios al por menor y ayudaron a la reducción del consumo. Otro aspecto importante, es la manera de recuperar los costes de inversiones realizadas anteriormente por las empresas preexistentes. Finalmente, una lección clara es que los grandes consumidores se adaptan más fácilmente que los pequeños en la apertura de los mercados a la competencia y que a estos pequeños clientes, les es disuasorio la apertura a la competencia cuando se les obliga a adquirir equipos de medida sofisticados.

## **Capítulo 3. Antecedentes de los instrumentos financieros derivados**

### Capítulo 3. Antecedentes de los instrumentos financieros derivados

Tratándose aquí de una tesis doctoral, hemos considerado relevante el estudio de los antecedentes de los instrumentos derivados. Se valoró así, para entenderlos desde su contexto histórico y social y, paulatinamente, visualizar su configuración hasta esta última década; instrumentos financieros que comenzaron con los tulipanes como subyacentes, hasta los productos energéticos que se comercian hoy, como la electricidad.

Desde los comienzos de la historia, los comerciantes han querido disminuir y, de ser posible, eliminar el riesgo en el comercio de sus productos. No obstante, el comercio y el riesgo han sido siempre inseparables, por lo que comerciantes y agricultores desde la antigüedad han diseñado estrategias tratando de paliar el riesgo en su práctica comercial, desde distribuirlo en diversas *commodities*,<sup>1</sup> actividades comerciales o entre varios socios.<sup>2</sup>

Por otra parte, el riesgo se muestra también como un elemento indispensable que se debe correr para obtener mayores rendimientos, considerando que mayores ganancias implican riesgos más elevados y, más aún, si se trata de los mercados financieros<sup>3</sup>. En este sentido, el riesgo es el elemento que ha dado origen a la creación de los instrumentos *derivados*, los cuales, tal y como su nombre lo indica, son instrumentos financieros cuyo valor depende del valor de otros o deriva de otros, los llamados subyacentes<sup>4</sup>. Los instrumentos financieros derivados han sido creados principalmente con la finalidad de eliminar, en la mayor parte posible, la incertidumbre que se generaba por la fluctuación en los precios de las acciones. Como se ha mencionado: «El

---

<sup>1</sup> Por *commodities* (mercaderías) se entiende: bienes que son genéricos, es decir, bienes que no se pueden diferenciar entre sí, generalmente: materias primas o bienes primarios, por ejemplo: maíz, trigo, café, cobre, algodón, petróleo, oro, electricidad, etc.

<sup>2</sup> GOETZMANN, W.N. y ROUWENHORST, K.G., *The origins of value. The financial innovations that created modern capital markets*. 2005, New York: Oxford University Press, Inc., p.5.

<sup>3</sup> GASTINEAU, G., SMITH, D. y TODD, R., *Risk management, derivatives and financial analysis under SFAS No. 133*. 2001, Virginia: Blackwell; p. 3.

<sup>4</sup> Las primeras operaciones que se hicieron con derivados se realizaron tomando como subyacente productos tales como el arroz, bulbos de tulipanes y trigo. En la actualidad, algunos de los activos subyacentes siguen siendo materias primas, aunque pueden ser también instrumentos financieros.

beneficio fundamental de los mercados de futuros y opciones radica principalmente en la redistribución del riesgo».<sup>5</sup>

Los derivados, así pues, se utilizan para desplazar elementos de riesgo y actúan como una especie de seguro. Existen tres principales tipos de derivados —que en los capítulos siguientes se explicarán a detalle—: contratos de opciones, contratos a plazo —futuros y *forwards*— y permutas financieras —*swap*—.

Aunque los antecedentes de los mercados de instrumentos derivados actuales —como entidades más definidas y con normas bien delineadas— hay que rastrearlos en la ciudad de Chicago, sus orígenes se remontan varios siglos atrás, ya que la esencia de estos instrumentos y la finalidad que representan ha existido desde épocas antiquísimas. Sorprendentemente, una versión rudimentaria de los contratos *forward*, que implican pactar hoy el precio y una fecha futura para la compra o la venta de un producto, fue encontrada ya desde la antigua Mesopotamia<sup>6</sup>, en forma de tablas de arcilla, cerca de 2.000 a.C. Sin embargo, la descendencia de los mercados de derivados modernos proviene del siglo XVI, desde Amberes a Ámsterdam, pasando por Londres, Chicago y Nueva York.

### 3.1 Orígenes de las Opciones

Las opciones fueron creadas, en primer lugar, para que el inversionista tuviera la oportunidad de paliar muchos de los riesgos a los que pudiera estar expuesto. Las *opciones* son instrumentos financieros más sofisticados que los contratos de *futuros*, debido a que la diferencia entre éstos radica, en que a las primeras se les concede el derecho, pero no la obligación, de comprar (opciones *call*) o vender (opciones *put*), en una fecha concreta en el futuro (vencimiento) y a

---

<sup>5</sup> FERNÁNDEZ, P., *Opciones, Futuros e Instrumentos Derivados*. 1996, Bilbao: Ediciones Deusto; p. 30.

<sup>6</sup> En la misma Mesopotamia, alrededor de 3000 a.C., ya existían contratos financieros. En esta zona del Oriente Próximo, entre los ríos Tigris y Éufrates, se encontraron tablas de arcilla con inscripciones cuneiformes, en las cuales uno de los textos registraba un préstamo de 9,33 gramos de plata a Nabi-ilishu por parte del Dios Shamash y Sin-Tajjar. También se estipulaba que el crédito sería pagado en los tiempos de la cosecha y con intereses.

un precio estipulado con anterioridad (precio de ejercicio). El precio para tener este derecho lo paga el comprador del contrato de opción al vendedor y se le conoce como *prima*. La racionalidad de las opciones radica en que son una cobertura contra el riesgo en la volatilidad de los precios.<sup>7</sup>

Los contratos de opción son una de las piezas fundamentales de un mercado financiero moderno<sup>8</sup>. La idea más generalizada entre los inversores y profesionales, es que las opciones tienen una vida corta y que constituyen uno de los elementos más representativos del proceso de innovación financiera. En países como Francia y España, por ejemplo, las opciones se asocian con las reformas de los mercados de valores, y su negociación es un síntoma de la modernización de los respectivos mercados.

Sin embargo, a lo largo de la historia ha habido momentos en los cuales el uso de opciones ha desencadenado grandes desastres en los mercados financieros, causados por una especulación exagerada.

En los mercados que no están fuertemente regulados y vigilados se corre el riesgo de que, con una especulación excesiva —ante graves pérdidas que puedan sufrir los especuladores—, no se pague la pérdida generada por dicha actividad. A esto se puede sumar el hecho de que una alta especulación puede provocar grandes fluctuaciones en los propios precios de los productos, lo que a su vez pudiera generar una disminución de la confianza de los inversionistas para participar en este tipo de mercados.

Los términos sobre los cuales se han ido desarrollando los contratos de opciones han cambiado a través de los tiempos, pero el fin que se ha perseguido ha continuado siendo el mismo. Los primeros tratos con opciones se remontan desde la Grecia antigua, con Tales de Mileto (639 ó 624 a.C. - 547/6 a. C.).

Aristóteles<sup>9</sup> narra en su *Política* (I, 11, 1259a) que Tales, habiendo predicho —guiado por sus estudios astronómicos— que habría una gran cosecha de aceitunas, compró durante el invierno todas las prensas para la extracción del

---

<sup>7</sup> GOETZMANN y ROUWENHORST, *The origins of value. The financial innovations that created modern capital markets*; p.191.

<sup>8</sup> Véase LAMOTHE FERNÁNDEZ, P., *Opciones financieras. Un enfoque fundamental*. 1998, Madrid: McGraw Hill.

<sup>9</sup> Si bien Aristóteles no especifica el tipo de contrato que realizó Tales, desde la óptica financiera moderna pudo haber sido un contrato de opción —en este caso *call*—. Véase GASTINEAU, G., *The options manual*. 3a ed. 1988, New York: McGraw Hill; p. 14.

aceite disponibles en Mileto y Quíos. Debido a que faltaba bastante tiempo para que las cosechas empezaran a dar frutos, Tales pudo hacer acuerdos con los dueños de las tierras a un precio muy bajo. Tiempo después, cuando las predicciones de Tales se volvieron realidad, mucha gente quería tener parte de las cosechas para el comercio, con lo cual Tales pudo vender a un precio favorable, lo que le generó grandes ganancias. En esta operación, Tales adquirió derechos sobre esos campos a precios muy bajos mediante pequeños depósitos, lo que hoy se conoce ampliamente en el campo asegurador como *primas*, y una vez que el precio de los campos subió, obtuvo ganancias al vender los derechos a precios sustancialmente más elevados.

### 3.1.1 Ámsterdam y las innovaciones financieras

Los griegos no tendrían el monopolio en la utilización de opciones; los fenicios y romanos también utilizarían contratos con cláusulas de opción sobre la carga de sus barcos mercantes. Varios siglos después, alrededor del siglo XII, en Europa, los comerciantes establecían y firmaban contratos prometiendo la entrega de determinados productos a un precio previamente estipulado. No obstante, el empleo que se hacía de las opciones en esas épocas era moderado, contrario a lo que ocurriría desde inicios del siglo XVII en Holanda<sup>10</sup>, donde se negociaban opciones con la producción de tulipanes<sup>11</sup>: los comerciantes compraban «opciones call», con las cuales aseguraban un precio definido, mientras que los productores aseguraban el precio comprando opciones de tipo «put», de esta forma las dos partes se protegían contra posibles riesgos.

En primera instancia, todo lo anterior daba la impresión de un panorama prometedor, no obstante, a las espectaculares operaciones y a los beneficios obtenidos con los bulbos de tulipanes le siguió un especular desplome del

---

<sup>10</sup> Las opciones holandesas se pueden considerar como las precursoras más directas de los mercados de opciones del mundo actual.

<sup>11</sup> A partir de 1630, existió en Holanda e Inglaterra un gran interés por los bulbos de tulipanes holandeses, fue cuando se desató la llamada «Tulipmanía». De la variedad de bulbos, uno de los más apreciados fue el de la variedad *Semper Augustus*. Para 1636, sólo existían dos bulbos de esta especie en toda Holanda.



mercado en 1636<sup>12</sup>. Esta catástrofe sería ocasionada principalmente por la falta de un mecanismo que regulara todas estas transacciones, ya que no existía una disciplina en el pago de estos contratos y no había límites establecidos para controlar la especulación excesiva. Esta situación llevó a la quiebra a este mercado en el año de 1637, ya que las personas que debían solventar sus deudas no tenían efectivo suficiente para poder hacer frente a sus obligaciones. Ante esta imposibilidad de pago, el parlamento no tuvo otra opción que permitir que los contratos firmados se anularan. A pesar de este gran desplome, la economía en Holanda pudo prosperar, debido a la gran estabilidad que había tenido hasta ese momento; de no haber sido así las consecuencias pudieron haber sido desastrosas para ese país.

Después de esta crisis, y debido al hecho de que no se hicieran válidos los contratos de las opciones negociadas, hubo una gran desconfianza en Europa en la utilización de este tipo de instrumentos financieros; a pesar de ello, en Holanda se seguirían utilizando por medio de las compañías conocidas como la GWC (Dutch West Indian Company) (*West-Indische Compagnie*) y la VOC (Dutch East India Company) (*Vereenigde Oost-Indische Compagnie*).

### 3.1.2 José de la Vega y su tratado *Confusión de Confusiones*

Ya, en 1688, José de la Vega escribiría el primer tratado sistemático a cerca de las acciones en la Bolsa de Ámsterdam, en un libro llamado *Confusión de Confusiones*, cuyo subtítulo es *Diálogos curiosos entre un filósofo agudo, un mercader discreto y un accionista erudito*.

En su obra, de la Vega analizó las operaciones de opción y *forward* que se realizaban en la Bolsa de Ámsterdam sobre las acciones de la mencionada VOC (Dutch East India Company). Anteriormente en el mismo mercado se habían comenzado a negociar opciones sobre los bulbos de tulipán.

Para José de la Vega, «la Bolsa» significaba un juego en el que se trataba de ganar dinero. En el libro *Confusión de Confusiones* se narra una conversación entre un accionista erudito, un mercader discreto y un filósofo agudo, técnica

---

<sup>12</sup> ROGERS, K., *Introducción a los derivados*. 2001, Barcelona: Ediciones Gestión 2000; p.13

utilizada en España en el Siglo de Oro. El libro se compone de cuatro diálogos, en los que el accionista erudito trata de convencer al mercader y al filósofo de lo grandioso de las operaciones en Bolsa, incitándolos a que se dediquen al mundo de las acciones.<sup>13</sup>

Sorprendentemente, dicha obra sobre el mercado de valores escrita en el siglo XVII, todavía sigue generando interés en el siglo XXI. *Confusión de Confusiones* constituye un magnífico relato en el que se plasma cómo era en aquellas épocas el negocio de las acciones, tal cual se practicaba en la Bolsa de Ámsterdam a finales del siglo XVII.

José de la Vega, en su relato, es el accionista erudito, a través del cual denota que conocía perfectamente los pormenores del negocio en Bolsa y su vasta cultura, ya que dominaba la literatura española de la época, así como filosofía y moral, aparte de mitología y de cultura greco-romana y judaica.

La nacionalidad de José de la Vega no está muy clara, españoles, portugueses, y holandeses reivindican cada uno para sí el lugar de su nacimiento. El padre de este autor se llamaba Isaac Penso Félix, nació en España en 1608 y vivió en Espejo, Córdoba, fue encarcelado por la Inquisición y salió de la cárcel en 1650, al poco tiempo se trasladó a Ámsterdam, pasando por Lisboa, Amberes y Middelburgo. Alrededor de esas fechas fue cuando nació su hijo, José de la Vega, por lo que se desconoce el lugar exacto de su nacimiento.

Sin embargo, la obra de José de la Vega *Confusión de Confusiones* fue escrita en castellano, con un estilo literario que corresponde al más refinado estilo barroco español de la época. Resulta difícil de creer que una persona que dominaba perfectamente la cultura española no viviera al menos por algún tiempo en territorio español.

De la Vega describió en su tratado la excelente organización del mercado de acciones en esas épocas, en Ámsterdam en el ya mencionado VOC. Su capital rondaba los 6,5 millones de florines divididos en acciones transferibles de 3.000 florines cada una, cuyos dividendos en promedio eran del 22,5% anual

---

<sup>13</sup> SUÁREZ, A.S.S., *Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa*. 18 ed. 1998, Madrid: Ediciones Pirámide.

sobre el capital original. Durante ciento veinte años, el VOC continuó dando oportunidades de inversión y beneficio para los accionistas.<sup>14</sup>

José de la Vega en su tratado se anticipó en más de doscientos años a algunos autores que hoy en día se consideran como pioneros en la ciencia, hablando de las opciones como se describe a continuación: «*Llamaronle los flamencos OPSIE, derivado del verbo latino Optio Options, que significa elección del que lo dá [castellano antiguo], el poder pedir, o entregar la partida, al que lo recibe: siendo que el famoso Calepino, deduce Optio elegir, de optando desear; aquí se ilustra con propiedad la etimología, pues desea el que desembolsa el premio, elegir lo que más convenga, y en falta siempre puede dejar de elegir lo que desea*». De este modo es como interpreta las opciones, que como se ha mencionado se definen como el derecho, pero no la obligación, de comprar o vender un activo a un determinado precio y en una determinada fecha, estipulados previamente en el contrato, llamados opción de compra *Call* y opción de venta *Put*.

Así mismo, De la Vega hablando de las opciones dice: «Dad OPSIES y sabréis el limite de la pérdida, pudiendo exceder la ganancia a la fantasía y ser mayor en el aumento de la esperanza».<sup>15</sup> Así mismo, argumenta que: «*OPSIES, son unos premios o cantidades que se dan para asegurar las partidas, o conquistar los avances; los cuales sirven de velas para navegar felices en las bonanzas y de anclas para navegar seguros en las tormentas*». La realidad es que hasta hoy la creación del mercado de futuros y opciones se puede considerar como una gran herramienta, ya que estos instrumentos aportan ventajas significativas a la economía, facilitando la liquidez a los títulos de valores, permitiendo trasladar el riesgo de aquellos agentes económicos que quieren librarse de él, -a través de su correspondiente operación de cobertura-, a aquellos otros agentes que estén dispuestos a asumirla con la esperanza de obtener una utilidad por ello. A la empresa le garantizan que su producto va a ser vendido a un determinado precio y que sus materias primas van a ser

---

<sup>14</sup> GOETZMANN y ROUWENHORST, *The origins of value. The financial innovations that created modern capital markets*.

<sup>15</sup> VEGA, J.D.L., *Confusión de Confusiones. Diálogos curiosos entre un filósofo agudo, un mercader discreto y un accionista erudito (1688)*. 2a ed. 1958, Madrid: Publicaciones Banco Urquijo.

suministradas en ciertas cantidades, con unas calidades y por unos precios previamente establecidos.

### 3.1.3 De Ámsterdam a los Estados Unidos

En el mismo año de la realización de *Confusión de Confusiones* y gracias a la *Gloriosa Revolución* de 1688, las técnicas de los derivados se expandieron a Londres, a través de los banqueros y comerciantes de Ámsterdam. Ya a principios del siglo XVIII, en Inglaterra, se comenzaron a negociar opciones sobre acciones de las principales firmas comerciales. Pero la gran caída de los precios de la firma South Sea Company en el otoño de 1720, escandalizó a los especuladores, por lo que el mercado de opciones fue declarado ilegal; prohibición que duró hasta los inicios del siglo XX. Sin embargo, nadie niega que se siguieran negociando de una manera semiclandestina<sup>16</sup>. Una vez más las opciones serían prohibidas temporalmente tras la crisis financiera de 1931 y, en un periodo comprendido entre la Segunda Guerra Mundial y el final de los 50. En 1958 su utilización volvió, aunque de forma moderada.

En el otro extremo del mundo, en el continente asiático, concretamente en Japón, también se llegaron a establecer contratos para proteger a vendedores contra factores climatológicos, al igual que en los Estados Unidos, donde se realizarían este tipo de transacciones. Las opciones sobre acciones se negocian en los mercados americanos desde hace doscientos años. Un ejemplo es uno de los consejos a los clientes de la firma Tumbridge & Company, con sede en el número dos de Wall Street en 1875: «Si usted piensa que las acciones se irán hacia abajo, compre una PUT; si usted piensa que las acciones subirán, adquiera una CALL». Sin embargo, no sería hasta el siglo XX que se conformaría un mercado bien definido y con normas establecidas.

---

<sup>16</sup>FERNÁNDEZ, P.L., *Opciones financieras. Un enfoque fundamental*. 1998, Madrid: McGraw Hill; p.2.

### 3.1.4 El primer mercado organizado de opciones en los Estados Unidos

Ya a principios del siglo XX, en los Estados Unidos se fundaría la *Put and Call Brokers and Dealers Association*, la cual tenía como objetivo proporcionar un entorno para juntar tanto a vendedores como compradores. Si alguno de los agremiados necesitaba comprar una opción contactaba con otra de las empresas asociadas que, a su vez, intentaba encontrar un vendedor de la opción entre sus clientes o entre las otras empresas agremiadas. En caso de no encontrarse algún vendedor, la propia asociación emitía la opción cobrando previamente un precio considerado como adecuado.

No obstante, este mercado tenía dos principales inconvenientes: no poseer un mercado secundario para que un determinado comprador de una opción tuviera la posibilidad de venderla antes de la fecha de vencimiento, y además, no existían suficientes garantías para el respeto de los contratos.

Sería hasta el 26 de abril de 1973, cuando en la ciudad de Chicago se estableciera por primera vez y de una manera organizada, los mercados de opciones. Así, se constituyó el *Chicago Board Options Exchange (CBOE)*, con la finalidad específica de negociar opciones sobre acciones que cotizasen en bolsa. A partir de esa fecha los mercados de opciones han sido de gran interés para los inversores.

El *CBOE* revolucionó el mercado de opciones y trajo consigo un gran desarrollo del propio mercado en todo el mundo<sup>17</sup>. Los primeros contratos de opción que se negociaban eran en lotes de 100 acciones, seleccionando solo 16 compañías al comienzo del mercado, sobre las que se podían negociar opciones. El primer día se negociaron 911 contratos. Y en 1974 ya se negociaba una media diaria de 20.000 contratos, siendo esto sólo una muestra del éxito que han tenido los contratos de opciones desde su creación.<sup>18</sup> Al año siguiente, el *American Stock Exchange* y el *Philadelphia Stock Exchange* comenzarían a negociar opciones.

Como se ha mencionado en el caso de la *Put and Call Brokers and Dealers Association*, los mercados de opciones eran *OTC (Over the Counter)*, en

---

<sup>17</sup> SUÁREZ, *Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa*; p.757.

<sup>18</sup> FERNÁNDEZ, *Opciones financieras. Un enfoque fundamental*; p.3.

que los contratos se negocian de forma bilateral y el riesgo de incumplimiento (riesgo de contrapartida) era asumido por ambas partes. Una de las innovaciones que trajo consigo el CBOE fue la creación de una Cámara de Compensación que hace de intermediario entre las dos partes negociantes y asume todos los riesgos de contrapartida del mercado.<sup>19</sup>

Tanto en este mercado, como en el de futuros, es necesario que exista un intermediario que elimine el riesgo derivado del posible incumplimiento del contrato por alguna de las partes, por lo que la Cámara de Compensación actúa como ese intermediario, respondiendo por cada una de las partes contratantes y, para salvaguardarse de ello, la Cámara de Compensación dispone de dos mecanismos: los depósitos en garantía y la liquidación diaria de pérdidas y ganancias<sup>20</sup>.

Cuando dos partes deciden negociar, la Cámara de Compensación, hace las veces de vendedor para el comprador y de comprador para el vendedor, resumiendo el trato en dos contratos. Los contratos negociados, son contratos estandarizados en cuanto el valor, cantidad, precios del ejercicio y fechas de vencimiento.

Años más tarde de la creación del CBOE, apareció el reporte computarizado de precios de opciones, así como la corporación de compensación de opciones, pero sin duda, una de las mayores aportaciones para los mercados financieros en general, es el modelo de *Black – Scholes*, el cual permite calcular con gran exactitud el precio de las opciones con estrategias para cubrirse del riesgo. En ese mismo año, Fisher Black y Myron Scholes publicaron su fórmula para fijar la prima o valor teórico de una opción. En el año de 1979, se creó el modelo binomial de valoración de opciones propuesto por Cox-Ross-Rubinstein.

En el año de 1977 se comienzan a operar los tratos con opciones de tipo *put*, tiempo después, los centros CBOE y *Midwest Stock Exchange*, logran unir sus negocios referentes a opciones. En 1983 el *Chicago Board Options Exchange* marca un gran paso en la evolución de opciones en la industria por

---

<sup>19</sup> *Ibidem*; p.5.

<sup>20</sup> RAMÓN, R.A. y GARCÍA, R.R., *Opciones y futuros financieros*. 1997, Madrid: Ediciones Pirámide; p.28.

medio de opciones referentes a índices sobre acciones, como el CBOE-100 Index y el S&P500 Index.

Un año más tarde, el volumen anual de opciones en el CBOE sobrepasa los 100 millones de contratos, también es incorporado el *Retail Automatic Execution System*, con lo cual la ejecución de órdenes electrónicamente se vuelve más fácil. Tiempo después se forma el *Options Institute*, fundado con el propósito de proveer una mayor educación e información para los inversionistas acerca de todo lo referente a opciones, mientras tanto, las opciones sobre el índice NASDAQ son incorporadas.

En el año de 1989, después de la gran crisis que surgió años atrás en el mercado accionario y en los intereses en derivados, se empieza con el trato de opciones basadas en tasas de interés de productos. Un año más tarde, el CBOE crea los LEAPS (*Long term Equity Anticipation Securities*), las cuales son opciones a largo plazo, que otorgan derechos, ya sea de compra o de venta sobre acciones de un título a un precio establecido con anterioridad. Estos derechos son otorgados a la persona que compra esta herramienta mediante el pago de una prima, con lo cual se les da a los inversionistas mayor flexibilidad para el uso de opciones en sus inversiones.

A finales de 1990, el CBOE lista opciones en el índice industrial del Dow Jones, para que tiempo después se alcanzara un nivel en número de contratos mayor a los 200 millones. Así se ha observado el gran desarrollo que han tenido las opciones y futuros con respecto al número de contratos que fueron negociados a finales de los 80 en los Estados Unidos, siendo su volumen sustancialmente mayor que el de otros mercados en el mundo.

A principios de 1990 se invertiría la tendencia, registrándose un ligero descenso y, ya para mediados de 1995, la industria de futuros y opciones en los Estados Unidos se daba casi por muerta, debido a los numerosos escándalos financieros con las consiguientes pérdidas millonarias. Tanto las opciones como los *swaps* estaban descendiendo sustancialmente, aunque contradictoriamente en Europa los volúmenes negociados crecían de forma notable. Se decía que el *London International Financial Futures Exchange* (LIFFE) había sobrepasado a Chicago en volumen de contratación.

Sin embargo, en los Estados Unidos ese efecto se revirtió poco tiempo después, registrándose cifras superiores a los 170 millones de contratos, con un total de contratos abiertos apenas superior a los 10 millones de contratos.

### **3.2 Antecedentes históricos referentes a los contratos a plazo (*forwards* y *futuros*)**

En su forma más simple, los contratos *forward* estipulan la futura entrega de cierta cantidad pactada de granos de arroz, café, acciones o cualquier otro activo —en este caso electricidad—, por un precio pactado de antemano. Sin embargo, el mercado de futuros representa un segundo paso en cuanto al manejo del riesgo. Los contratantes originales pueden vender sus derechos a inversores externos usando *forwards* estandarizados. Los mercados de futuros crean un proceso de cobertura con oportunidades de arbitraje entre transacciones, con estrechas diferencias en los precios y ofrece a los participantes del mercado la oportunidad de hacer negocio sin necesidad de invertir el precio del total del activo objeto de la transacción. Es decir, con relativamente poco dinero se puede ganar o perder mucho. Con lo cual podemos decir que las transacciones entre mercados están muy «apalancadas».

Los precedentes de este tipo de contratos se localizan desde tiempos muy remotos. En Europa, los viejos sistemas feudales se fueron incorporando al nuevo sistema estatal que predominaba en el continente. Es así como en el siglo XII, el continente europeo se dividió en dos grandes regiones de comercio, una al norte de Italia, y la otra, en lo que ahora conforma los países de Holanda y Bélgica. Como medio para fomentar el intercambio de mercancías, en el año 1114, los condes de la región de Champagne establecieron ferias comerciales que aumentarían la actividad mercantil. Es aquí donde pudieron haber surgido los primeros contratos a plazo —*forwards* y *futuros*— en Europa. La importancia de estas ferias comerciales radicaba en que acudían a ellas comerciantes de todas partes, los condes ofrecían estímulos para que se hicieran más negociaciones, estas facilidades comprendían protección, cambio de dinero y facilidad de almacenamiento de mercancías.



Las regulaciones o normas que se tomaban en cuenta en esas ferias comerciales tenían como funciones principales la regulación, inspección y definición de fechas y lugares de entrega futura de los bienes negociados. Los documentos de *futuros* que se utilizaban como contratos sirvieron inicialmente como ayuda para el comercio en efectivo de bienes y productos entre compradores y vendedores. Más tarde, estos contratos de *futuros* que se emitían en estas ferias sirvieron para fomentar la venta de productos por muestra —pactando entregas futuras en las *commodities* a granel como granos, sal, lana, etc.—, lo que era de gran ayuda para los comerciantes, ya que estos venían de lugares lejanos y les era casi imposible el poder llevar consigo toda la mercancía de la que disponían

Fue tan grande el auge que tuvieron estas ferias, que más tarde se establecieron centros similares en diferentes ciudades europeas, teniendo, igualmente, como sustento, la venta de productos por muestra. A pesar de este desarrollo, las grandes ferias medievales, famosas por las facilidades otorgadas en sus ofertas a los banqueros, nunca presenciaron un comercio regular en los derivados recién surgidos. Antes de la mitad del siglo XVI, estas operaciones se llevaban a cabo sólo entre comerciantes y productores negociando las cosechas posteriores. Así pues, muy pocas *commodities* de calidad estándar fueron intercambiadas, ya que el intermitente carácter de estas ferias, no permitieron la continua fijación de precios necesaria para el desarrollo de los mercados de derivados.<sup>21</sup>

Aparecieron nuevas oportunidades para el sistema de ferias periódicas, en ciudades que combinaban el transporte marítimo con el terrestre, como por ejemplo en el siglo XV Venecia, que se convirtió en la ciudad de las perpetuas ferias. Pero, un cambio radical se dio en la ciudad de Amberes al pasar de ferias periódicas a convertirse en mercados permanentes.

Todavía a finales del siglo XV comerciantes extranjeros residentes en Brujas viajaban a Bergen y Amberes para visitar sus ferias e intercambiar sus productos. La concentración de comercio en Amberes creó oportunidades de especulación sin precedente. Aparecieron agrupaciones de comerciantes

---

<sup>21</sup>GOETZMANN y ROUWENHORST, *The origins of value. The financial innovations that created modern capital markets*; p.192.

—similares a los sindicatos— que manipularon los precios de las *commodities*, como la pimienta abastecida por Portugal y el cobre abastecido por Hungría.

Mientras que en Amberes *las altas finanzas* especulaban sobre las tasas de cambio, los comerciantes de clases sociales más bajas exploraban las operaciones *forward* en granos. Este desarrollo estuvo ligado con el crecimiento de Ámsterdam como el principal mercado báltico de granos, arenques y otras *commodities*.<sup>22</sup>

Una vez que a los barcos holandeses se les permitió el tránsito libre, los comerciantes de los pueblos de Hanse y Amberes empezaron a comprar grano en Ámsterdam, llegando a la cifra de 1.560 importaciones anuales de grano báltico, que ascendieron a 3 millones de florines. Los precios de trigo y centeno cotizaban en Ámsterdam todos los días del año, justo como se hacía en Amberes con el intercambio de divisas.

Fue también, en Ámsterdam entre los años de 1545 y 1570 donde los contratos *forward* de grano, pasaron de ser avances estacionales a ser transacciones regulares en cargamentos con embarcaciones en puertos extranjeros. Ámsterdam fue testigo del *stellage*, un contrato forward de grano que podía ser anulado después del transcurso de cierto tiempo si el prospecto de comprador pagaba una prima —*premium*— al vendedor de grano.

Sería en el año de 1570, cuando en Londres, se establecerían lugares de intercambio, para la comercialización de bienes básicos y de manufactura, más tarde fueron catalogados como centros de intercambio de bienes. En estos sitios, los comerciantes empezaron a tomar un papel muy importante, ya que eran los que absorbían los riesgos que los mercaderes no querían tomar, esperando obtener ganancias a través de contratos de *futuros*. A medida de que fue cambiando el comercio, las operaciones de bienes se hacían a través de intermediarios, los cuales buscaban vendedores o compradores para los productos que tenían en su poder.

Por otra parte, en Japón, los primeros contratos de futuros comenzaron en el siglo XVII en la ciudad de Osaka. En este lugar, los dueños de tierras recibían ingresos de parte de los trabajadores de las tierras en los tiempos de cosecha del

---

<sup>22</sup> Ibidem; p.193.

arroz; sin embargo, estos pagos que recibían los señores feudales eran bastante variables, debido a factores incontrollables, como el clima que se presentaba cada año. Para el imperio era necesario el tener suficiente dinero para poder hacer frente a sus necesidades, por lo que estas variaciones en los pagos por las tierras se presentaban como un inconveniente. Por ello, las autoridades japonesas comenzaron a emitir una especie de comprobante de arroz, que paulatinamente llegó a emplearse como un tipo de moneda. Estos comprobantes o contratos eran comprados por los mercaderes para cubrir sus necesidades económicas y con el tiempo sirvieron como una herramienta para agilizar el comercio.

En el mercado del arroz del imperio japonés era permitido exclusivamente el comercio de futuros. Este mercado poseía una normatividad donde los contratos referentes a cualquier término estarían estandarizados; éstos tenían que tener una cierta duración, donde el periodo de contrato era acordado de antemano y no era permitido establecer un nuevo contrato de período de otro contrato ya estipulado —con ello se obligaba a cumplir con el tiempo estipulado en dicho contrato—; todos los contratos de futuros debían quedar perfectamente definidos ante un organismo que hacía las veces de cámara de compensación; y, por último, cualquier comerciante tenía que establecer una línea de crédito definida ante la cámara de compensación de su elección.

El hecho de que el mercado de futuros de arroz sólo permitiera el trato de futuros y no la entrega de bienes en efectivo, causó grandes fluctuaciones en los precios, lo cual obligó al gobierno a parar el comercio en este mercado de futuros en 1869. Más tarde las repercusiones que tuvo este cierre fueron peores a las que fueron causadas por este mercado, por lo que se volvió a abrir para reoperar, sólo que esta vez, se ligó más al mercado de futuros con el mercado de efectivo, lo que tuvo como efecto el aminorar significativamente las variaciones de precios. Así, la entrega física de bienes fue permitida.

Por otra parte, en cuanto a los Estados Unidos, sería a mediados del siglo XIX, concretamente en 1848, cuando se inauguraría el *Chicago Board of Trade* (CBOT). El comercio en este mercado fue favorecido en gran parte por medidas de precaución como la implantación de estándares de comercio y sistemas de inspección, entre otras medidas de seguridad. En el año de 1865, se comenzaron

a negociar contratos a futuro que fueron estandarizados. Años más tarde, como medio para negociar en tiempos posteriores productos perecederos, se crea el *Chicago Produce Exchange*. En el año de 1898 se creó el *Chicago Butter and Egg Board*, con lo cual se abrió el camino para la creación de una bolsa de futuros en productos agroindustriales, conocida con el nombre de *Chicago Mercantile Exchange*.

Con el crecimiento y la evolución de estos mercados, el riesgo en los contratos de futuros se fue incrementando tanto que, a la postre, el riesgo que era asumido principalmente por los comerciantes o intermediarios, dio paso a los especuladores<sup>23</sup>, por lo cual se tuvieron que establecer reglas para que el desempeño del mercado se llevara a cabo de la forma más justa posible. Dentro de estas normativas se destacan: primeramente, los bienes negociados deben poder ser clasificados de forma fácil; la clasificación de productos básicos negociados debe ser supervisada regularmente por parte de las autoridades competentes; el pago debe ser definido al momento de la entrega del producto; los precios de las operaciones deben estar al alcance de los demás comerciantes; tanto compradores como vendedores deben comprometerse a establecer responsabilidades; y, por último, debe haber una proporción estable entre vendedores y compradores para que exista equilibrio e igual número de oportunidades de comercio para los participantes.

El incremento en el mercado de futuros marcaría la pauta para la apertura de otros mercados en diferentes partes de Estados Unidos, tales como Nueva York y Nueva Orleans, donde se negociaban contratos de futuros con productos como algodón y café. El desarrollo de los mercados de futuros en estos tiempos se vio reflejado en la constitución de once centros de cambio y una gran cámara de compensación.

Es así como desde los inicios de los futuros en los Estados Unidos se ha podido mantener una tendencia alcista en cuanto a su rendimiento, a pesar de los problemas que se han presentado. El establecimiento de los mercados formales de futuros se dio en el siglo pasado, y los factores económicos como la

---

<sup>23</sup> Un especulador puede definirse como alguien que no proporciona cobertura; una persona que no posee la mercancía subyacente. Véase MILLER, M.H., *Los Mercados de Derivados*. 1999, Barcelona: Ediciones Gestion 2000; p. 102.

inflación y la relajación en las regulaciones de la tasa de interés, fueron factores fundamentales en los inicios de los mercados de futuros en el año de 1972.

Las restricciones que hubo en materia económica después de la Segunda Guerra Mundial se volvieron más flexibles a mediados de los años 60, lo cual trajo repercusiones como el cuestionamiento acerca de las leyes de usura. Sin embargo, todo cambió a finales de la época de los 70, época en la cual la Reserva Federal de los Estados Unidos se hizo cargo, directamente, de supervisar y controlar los niveles en las tasas de interés. El incremento en la volatilidad de las tasas de interés en los 70 tuvo repercusiones principalmente en el sector dedicado al comercio de bienes, ya que los precios de éstos experimentaron una mayor variación.

Las tasas de interés presentarían un nivel mayor de volatilidad en la administración del presidente Richard Nixon (1969-1974), quien se retiró unilateralmente en 1971 del acuerdo de Breton Woods (1944), en el cual los Estados Unidos estaban comprometidos a mantener tasas de interés fijas con respecto a los países de oriente, los cuales tuvieron que ajustar sus tasas de interés para poder mantener el valor de su moneda.

El gran tumulto que tuvieron las fluctuaciones de precios y tasas de interés<sup>24</sup> fue acrecentando el deseo de tener algo que sirviera como medio de protección, lo cual vislumbraba el nacimiento de un nuevo mercado. Así fue que en el año de 1972 se abrió el intercambio de futuros en el mundo, el organismo donde se negociaban estos instrumentos era el Mercado Monetario Internacional —IMM, por sus siglas en inglés—. Se operaron una gran diversidad de productos entre los que destacan los instrumentos de deuda gubernamentales. Los

---

<sup>24</sup> A inicios de los 70, la abundancia de dólares plantea dudas acerca de su convertibilidad en oro y el alto déficit externo de Estados Unidos provoca presiones especulativas en espera de una devaluación del dólar frente al oro, lo que provocó una gran fuga de capitales de los Estados Unidos. Los bancos centrales europeos intentaron convertir sus reservas de dólares en oro, creando una situación insostenible para los norteamericanos. Ante ello, en diciembre de 1971, R. Nixon suspendió unilateralmente la convertibilidad del dólar en oro y devaluó el dólar un 10%.

En 1973, el dólar se devaluó un 10% adicional, hasta que, finalmente, se termina con la convertibilidad del dólar en oro. Entre 1971 y 1973, la mayoría de las monedas más potentes del mundo — el yen, el marco alemán o la libra esterlina— empezaron a flotar libremente, debido a la resistencia a continuar importando la inflación estadounidense a través de los tipos de cambios fijos. Estos acontecimientos determinaron el fin del régimen de Bretton Woods.

primeros contratos de futuros que se realizaron fueron por el tipo de cambio en divisas extranjeras.

A mediados de los 70, la economía norteamericana llegó a una etapa de recesión, con grandes fluctuaciones en los precios y tasas de interés, por lo que se vivió un clima de pánico entre los ciudadanos por obtener créditos hipotecarios. Entre los factores que lo provocaron se encontraba la gran crisis que se despertó con los grandes incrementos en el precio del petróleo. Para combatir esta crisis, se tomaron medidas por parte del *Chicago Board of Trade*: se decidió emitir los primeros contratos de futuros referentes a tasas de interés, así como la continuación en la emisión de certificados de futuros de la Asociación Nacional Hipotecaria del Gobierno. Dichas medidas dieron resultados muy positivos, significando un gran avance, ya que en los primeros meses, el volumen de contratos negociados era de 20.000. Tiempo después se comenzaron a emitir otro tipo de contratos de futuros, estos enfocados a letras de cambio del tesoro.

Ya para octubre de 2004, el volumen de contratos de futuros negociados fue de 38.637.525; lo cual muestra el gran avance que —independientemente de sus periodos de crisis— el mercado de futuros ha presentado desde sus inicios como entidad organizada, hasta la actualidad.

### 3.3 Orígenes de las operaciones *Swap*

Los *swap* son contratos donde dos contrapartidas intercambian corrientes de pago.<sup>25</sup> Aunque este producto vino a existir hace menos de tres décadas, pueden encontrarse sus antecedentes en el siglo XIX y la célebre Ley de Ventaja Comparativa de David Ricardo (1819)<sup>26</sup>, y al menos, de acuerdo con la leyenda, en los intercambios de viviendas iniciado por los ingleses que viajaban al

---

<sup>25</sup> MILLER, *Los Mercados de Derivados*; p. 87.

<sup>26</sup> La Teoría de la ventaja comparativa es un argumento a favor del libre comercio. Esta teoría supone una evolución respecto a la teoría de Adam Smith. Para Ricardo, lo decisivo en el comercio internacional; no son los costes absolutos de producción en cada país, sino los costes relativos. Ricardo destaca la especialización como necesaria, en los casos en que la producción de todos los artículos requiera menos tiempo de trabajo en uno de los dos países que participan en el intercambio. Anuncia así el principio de las ventajas comparativas. De acuerdo al mismo, un país exportará aquel producto en el que tenga una ventaja comparativa relativa respecto a otro país. A diferencia de Ricardo, para Adam Smith, el comercio sólo era posible si un país tenía ventajas absolutas respecto a otro en la fabricación de un determinado bien.

extranjero y que tenían un presupuesto muy limitado para utilizar durante su travesía. «Dos semanas de alojamiento gratuito de un apartamento de Londres podrían compensar a un turista francés por una estancia similar en un apartamento en París, o a un norteamericano por el uso de un apartamento en Aspen. Si el ingenioso innovador británico por casualidad trabajaba en alguno de los bancos de negocios de la ciudad, como es posible que sucediera, la extensión de la idea a intercambios de monedas era un paso natural. El resto, como se dice, es historia».<sup>27</sup>

Factores como unas tasas de interés muy volátiles y un crecimiento del riesgo en los mercados financieros de los Estados Unidos fueron causas importantes para el inicio y desarrollo de las operaciones con *swaps*<sup>28</sup>. Sería en el inicio de la década de 1980, cuando los *swaps* harían acto de presencia en los mercados financieros estadounidenses. Sin embargo, hubo que esperar varios años para el desarrollo de las primeras operaciones de estas herramientas. Una vez creados, el desarrollo de los *swaps* ha ido creciendo exponencialmente; tal es así, que a principios de la década de los 90, se llegaron a realizar operaciones con bonos internacionales, las cuales estaban estrechamente ligadas a transacciones hechas por medio de *swaps*.

El gran interés que han adquirido estos instrumentos, se ha debido en parte porque desde sus inicios se ha manifestado como una gran herramienta para el crecimiento de pequeñas y grandes empresas; ya que éstas pueden obtener préstamos, con la ventaja de pactar dicho préstamo a una tasa de interés acordada entre las dos partes, lo que puede redituar a favor del desarrollo de la empresa, aumentando su competitividad en el mercado.

---

<sup>27</sup> MILLER, *Los Mercados de Derivados*; p. 20-21.

<sup>28</sup> El primer *swap* de moneda al parecer lo organizó el banco mercante de Londres, el Continental Illinois Bank en 1976. Las fechas y lugares exactos se desconocen puesto que se buscó la confidencialidad de la operación, con el objetivo de mantener una ventaja competitiva.

### 3.4 Expansión de los mercados de derivados

Desde los inicios y desarrollo de los mercados de derivados en los Estados Unidos, otros países en el resto del mundo han comenzado también a desarrollar y acrecentar sus mercados de derivados. Así observamos la creación de nuevos mercados como el *European Option Exchange (EOE)*, creado en 1978 en Ámsterdam, y el *LIFFE* de Londres instaurado en 1982. En diciembre de 1988 se fundaría en Madrid, OM Ibérica, cuya función consistía en crear y gestionar un mercado de futuros y opciones en España que empezó operaciones en noviembre de 1989. En ese mismo año se crearía en Barcelona, el Mercado de Futuros Financieros, S.A. (*MEFFSA*). En 1991, OM Ibérica amplió su capital social y se denominó *MOFEX* (Mercado de Opciones Financiero Español), en ese mismo año, tras largas negociaciones entre *MEFFSA* y *MOFEX* se creó una sociedad *holding* de productos financieros derivados, adquiriendo las acciones de las dos sociedades y se crea finalmente, *MEFF sociedad rectora de renta fija y MEFF sociedad rectora de renta variable*.<sup>29</sup>

En los últimos años, este tipo de mercados han cobrado una importancia creciente en el mundo de las finanzas y de la inversión. Ya existen mercados organizados de futuros en múltiples lugares del mundo<sup>30</sup>. En Estados Unidos los dos mayores son el *Chicago Board of Trade (CBOT)* y el *Chicago Mercantile Exchange (CME)*. Los dos mayores en Europa son el *London Internacional Financial Futures and Option Exchange (LIFFE)* y el *EUREX*. Otros mercados importantes son el *Tokio Internacional Financial Futures Exchange (TIFFE)*, el *Singapore internacional Monetary Exchange (SIMEX)*, el *Sydney Futures Exchange (SFE)* etc. En cuanto al mercado de opciones, el mayor mercado organizado de opciones sobre acciones también se encuentra en Chicago; es el *Chicago Board Options Exchange (CBOE)*.

En la actualidad a nivel mundial es evidente el gran avance que han tenido los mercados de derivados —sobreponiéndose a varias crisis a lo largo del tiempo—, multiplicándose también la variedad de contratos de futuros financieros en

---

<sup>29</sup> SUÁREZ, *Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa*; p.758.

<sup>30</sup> HULL, J.C., *Introducción a los mercados de futuros y opciones*. 4º ed. 2002, Madrid: Pearson Educación.



diferentes áreas, desde el mercado de divisas hasta *commodities*, como la electricidad<sup>31</sup>. Así mismo, es evidente que la ampliación de estos mercados ha sido impulsada por los rápidos avances conseguidos en tecnología informática, ingeniería financiera y administración de riesgos, quienes junto con la adopción de la contratación electrónica han contribuido a mejorar tanto la oferta como la demanda de productos derivados más complejos y sofisticados.

Por ejemplo, las últimas innovaciones que ha registrado en los últimos tiempos el *CBOT* son las siguientes: el 25 de noviembre de 2003, el *CBOT* se transforma en una nueva plataforma electrónica, *e-cbot*, suministrada por el *LIFFE CONNECT (Life International Financial Futures Exchange) Connect* y por su acuerdo con el *Chicago Mercantile Exchange (CME)*, para proveer *clearing*<sup>32</sup> y todos los servicios relacionados con los productos del *CBOT*. El 23 de marzo de 2005, el *CBOT* lanza exitosamente su contrato de futuros sobre Etanol. El 19 de octubre de 2005, *CBOT Holdings, Inc.*, obtiene la clase A en sus acciones ordinarias en un listado publicado por la Bolsa de Nueva York, a un precio de 54 dólares por acción. Ya para el comienzo del año 2006, el *CBOT* anunciaría su mayor logro en la historia de mercado, al registrar en 2005 más de 674 millones de contratos negociados.

En la actualidad, el Chicago Mercantile Exchange es el mayor mercado de futuros en Estados Unidos. Como mercado internacional, CME asocia a compradores y vendedores tanto en su plataforma electrónica «CME Globex» como en sus parqués. CME ofrece futuros y opciones sobre futuros principalmente en cuatro áreas: tipos de interés, índices de acciones, divisas y materias primas. En el primer cuatrimestre de 2005 el mercado negoció aproximadamente 1500 millones de dólares al día y gestionaba depósitos colaterales por valor de 44.400 millones de dólares a 31 de Marzo del 2005, incluyendo 4.300 millones en depósitos de productos externos a CME.

Más recientemente el 9 de junio de 2006, el *Chicago Board Options Exchange (CBOE)* anunció que el volumen de opciones en el índice iShares Russell 2000

---

<sup>31</sup> Incluso véase el caso de los Estados Unidos, que desde 2007, negocian futuros que dan cobertura sobre desastres naturales como terremotos y tornados.

<sup>32</sup> *Clearing* es el proceso mediante el cual se ordenan las operaciones realizadas en una bolsa o mercado, buscando eliminar los riesgos de errores que puedan demorar la liquidación respectiva

Index Fund (IWM), registró un record, cuando negoció 760.803 contratos, (120.229 calls y 640.574 puts). Siendo esto, un ejemplo claro del éxito frenético obtenido hasta junio de 2006 de los mercados de futuros y opciones. Mismos mercados que desde su creación han sido de gran importancia para el mundo de los negocios y representan una potente arma de cobertura contra el riesgo.

Hoy en día, en los mercados de futuros y opciones se han desatado un gran número de fusiones y de expansión transnacional, creando entre varios, un mercado único o teniendo varios mercados en una sola Cámara de Compensación, o siendo varios mercados gestionados por un solo Consejo de Administración. A continuación y para concluir este capítulo, se enumerarán los diversos mercados de futuros y opciones creados en el mundo, evidenciando la creciente aceptación y el desarrollo exponencial que han logrado en los últimos tiempos.<sup>33</sup>

En América:

1. En Argentina: Buenos Aires. Mercado a Término de Buenos Aires S.A., Rosario. Mercado a Término de Rosario (ROFEX).
2. Brasil: Rio de Janeiro. Bolsa do Rio, Sao Paulo. Bolsa de Mercadorias & Futuros (BM&F)
3. Canada: Montreal. Bourse de Montreal, Toronto. Bourse de Toronto (TSE)
4. E.E.U.U.: Chicago Board Options Exchange (CBOE), Chicago Board of Trade (CBOT), Chicago Mercantile Exchange (CME), MidAmerican Commodity Exchange (MIDAM), Kansas City Board of Trade (KCBT), Minneapolis Grain Exchange (MGE), New York. Coffee, Sugar & Cocoa Exchange, Inc. (CSCE), New York Cotton Exchange (NYCE), New York. FINEX, New York Futures Exchange (NYFE), New York. Cantor Exchange (CX), New York Mercantile Exchange (NYMEX), New York. American Stock Exchange (AMEX), Philadelphia Board of Trade (PBOT), Philadelphia Stock Exchange (PHLX).
5. Recientemente, en México, el Mercado Mexicano de Derivados (MEXDER)

---

<sup>33</sup> Véase LORING, J., *Opciones y Futuros*. 2000, Bilbao: Desclée de Brouwer.

En Europa:

1. Alemania: Frankfurt am Main. Deutsche Terminbörse, WTB Wareterminbörse Hannover.
2. Austria: Wiener Börse (WBAG) Österreichische Terming Und Option Börse (OTOB).
3. Bélgica: Bruselas. Belfox S.C.C.V.
4. Dinamarca: Copenhagen. Kobenhavns Fondbors. Futures & Optioner (Futop)
5. España: Barcelona. Mercado Español de Futuros Financieros. Renta Fija (MEFF RF), Madrid. Mercado Español de Futuros Financieros. Renta Variable (MEFF RV). Valencia. FC&M, Citrus Fruit And Commodity Futures Market Of Valencia.
6. Finlandia: HEX. Helsingin Pörssi.
7. Francia: París. Marché a Terme des Futures Financiers (MATIFF) Commodities division y Financial Division. París. Marché Des Options Negociables De París (MONEP).
8. Holanda: Amsterdam. Aex Agrarische Markt n.v. Ámsterdam. Aex Optiebeurs.
9. Hungría: Budapest Commodity Exchange, Budapest Stock Exchange.
10. Italia: Milán. Borsa Italiana.
11. Noruega: Oslo Bors (OS)
12. Portugal: Oporto. BDP Bolsa de Derivados Do Oporto.
13. Reino Unido: Londres. International Petroleum Exchange (IPE), London International Financial Futures And Options Exchange (LIFFE), The London Metal Exchange Limited (LME), OMLX The London Securities And Derivatives Exchange.
14. Suecia: Estocolmo. OM Stockholm
15. Suiza: Zúrich. Swiss Options And Financial Futures Exchange Ag (SOFEX).

En Asia y África:

1. Australia: Sidney. Australian Stock Exchange, Derivatives (ASX), Sydney Futures Exchange Limited (SFE).
2. Corea: Seoul. Korea Stock Exchange (KSE).
3. China: Beijing Commodity Exchange (BCE), Haikou. China-Commodity Futures Exchange, Inc. of Hainan (CCFE).
4. Israel: The Tel-aviv Stock Exchange, Ltd. (TASE).
5. Japón: Maebashi Dried Cocoon Exchange (MDCE), Nagoya. Chubu Commodity Exchange, Osaka. Kansai Commodities Exchange (KANEX), Osaka Mercantile Exchange (OME), Osaka Securities Exchange (OSE), The Tokio Commodity Exchange (TOCOM), Tokio Grain Exchange (TGE), The Tokio International Financial Futures Exchange (TIFFE), Tokyo Stock Exchange (TSE), Schimonoseki. Kanmon Commodity Exchange (KCE).
6. Malasia: Kuala Lumpur Commodity Exchange (KLCE), The Kuala Lumpur Options & Financial Futures Exchange Bhd (KLOFFE), Kuala Lumpur. Malaysia Monetary Exchange (MME).
7. Nueva Zelanda: Auckland. New Zealand Futures & Options Exchange Limited (NZFOE)
8. Singapur: Singapore Commodity Exchange (SICOM).
9. Sudáfrica: Johannesburg. The South African Futures Exchange (SAFEX).

## **Capítulo 4. Los derivados eléctricos**

## Capítulo 4. Los derivados eléctricos

*“La volatilidad en los precios es una característica clave de los mercados liberalizados, y crea riesgos para los participantes del mercado eléctrico, incluidos generadores y consumidores. El riesgo es el resultado de la incertidumbre y existe una incertidumbre considerable relacionada con muchos factores fundamentales que determinan la generación de electricidad, el transporte y el consumo. En mercados eléctricos liberalizados, los riesgos en las negociaciones pueden ser efectivamente cubiertos a través de contratos derivados. Generadores, suministradores y consumidores pueden estar de acuerdo en precios, volúmenes, tiempos y otras condiciones que crean la deseada confiabilidad dentro del marco legal de un contrato”* Ulrik Stridbaek (2005)<sup>1</sup>.

Lecciones aprendidas de experiencias de los mercados financieros en el mundo nos enseñan que los derivados eléctricos cuando son propiamente utilizados, son benéficos para el control y distribución del riesgo<sup>2</sup>.

Los contratos a plazo constituyen un instrumento eficaz de gestión y cobertura respecto del riesgo de volatilidad en los precios de energía eléctrica, permiten una planificación más eficiente de los costes y de las necesidades de consumo en el horizonte temporal, en definitiva favorecen la obtención de precios más estables a medio plazo.

Los mercados de derivados eléctricos en el mundo, surgen como respuesta a los agentes que necesitan herramientas para la gestión de los riesgos inherentes a sus negocios. Existen diferentes formas de contratación de la energía a largo plazo en los países OCDE, que dependen en gran parte de las diferencias en el diseño de los mercados de generación eléctrica, de la existencia

---

<sup>1</sup>Stridbaek, U., *Lessons from liberalised electricity markets*. International Energy Agency, 2005: p. 1-224. p.20.

<sup>2</sup>Deng, S.J. and S.S. Oren, *Electricity derivatives and risk management*. Energy, 2006. **31**: p. 940-953. p.1.

de regulaciones que afectan al incentivo y/o la necesidad de los agentes a recurrir a la contratación a largo plazo.

Algunas de las ventajas que proporcionan los contratos de derivados eléctricos son que agregan información y permiten el descubrimiento de precios, es decir, proporcionan señales de precios más estables que los mercados *spot*, facilitan la toma de decisiones de inversión, pueden hacer más competitivos los mercados *spot*, y lo más importante es que permiten gestionar el riesgo de los agentes.

Estos contratos juegan los roles principales al momento de ofrecer un precio futuro, es decir, confianza en los precios para los generadores y los suministradores. Una gran variedad de instrumentos derivados de cobertura son negociados en los mercados eléctricos, los más importantes explicados a continuación.

Esta tesis estudia los derivados eléctricos -financieros y/o con entrega física- negociados tanto en mercados organizados como en los OTC, centrandose más su atención en los *forwards*, futuros, swaps y opciones. De estos se han derivado diversos tipos de derivados aún más complejos, los cuales no trataremos con profundidad, pero que actualmente se llaman transacciones estructuradas.

#### **4.1 Contratos de *forwards* eléctricos**

Los contratos *forwards* eléctricos representan la obligación de comprar o vender un monto fijado de electricidad, a un precio previamente especificado (conocido como precio *forward*) en una fecha específica en el futuro (llamada madurez, vida o plazo). Dicho de otra forma, los contratos *forwards*, son contratos hechos a medida entre un comprador y un vendedor, en donde el comprador esta obligado a tomar posesión del monto de electricidad adquirido y el vendedor esta obligado a suministrárselo.

El valor (*payoff*) de un contrato forward -que promete la entrega de una unidad de electricidad- al precio  $F$  en el momento  $T$  es:

$$\text{Valor de un contrato forward (asumiendo posición larga)} = (S_T - F)$$

Donde  $S_T$  es el precio *spot* eléctrico en el momento  $T$  y  $F$  es el precio acordado en el momento de realizar el contrato.

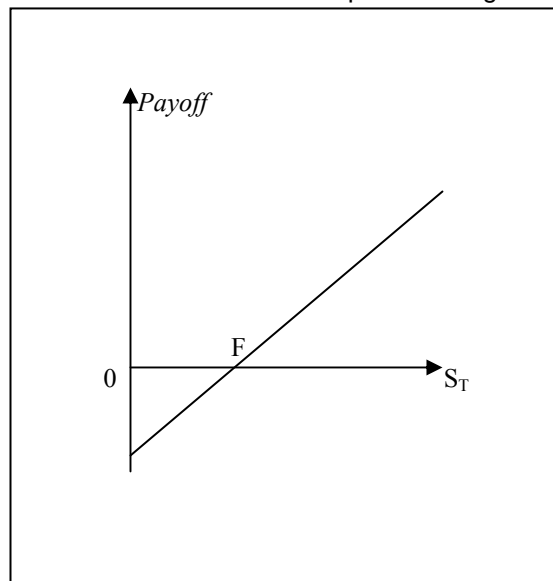
El precio *spot*  $S_T$  en el momento  $T$ , es calculado como promedio de los precios del periodo objeto de la entrega. Esto se debe a que el titular del contrato tiene la obligación de comprar electricidad de valor  $S_T$  por un precio de  $F$ .

De un modo similar, el valor de un *forward* (posición corta) sobre una unidad de electricidad es:

$$\text{Valor de un contrato forward} = (F - S_T)$$

Las siguientes figuras muestran el valor de los contratos *forwards*. En el gráfico 1, se muestra el *forward* asumiendo una posición larga<sup>3</sup> y en el gráfico 2, el *forward* asumiendo posición corta<sup>4</sup>, siendo  $F^5$  el precio de entrega previamente estipulado y  $S_T$  el precio *spot* al momento del vencimiento.

Gráfico 1. Valor de un contrato forward posición larga



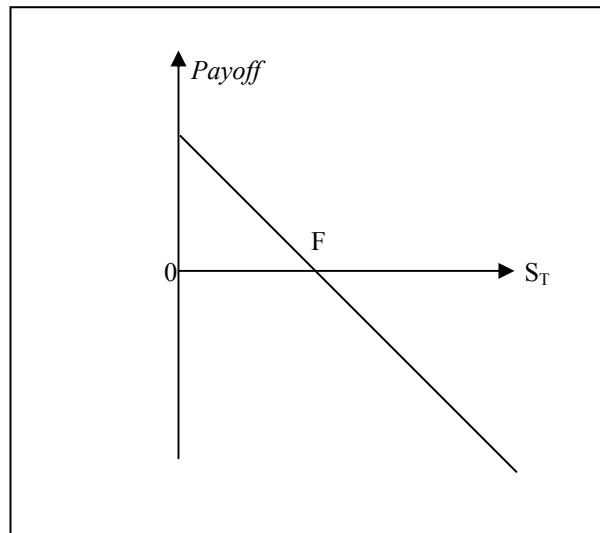
Fuente: Hull (2006)

<sup>3</sup> La parte que compra un contrato forward, adopta una posición larga, por lo que tiene el derecho a recibir en la fecha de vencimiento del contrato, el activo subyacente objeto de la negociación.

<sup>4</sup> La parte que vende el contrato forward, adopta una posición corta ante el mercado, por lo que al llegar la fecha de vencimiento del contrato, deberá entregar el correspondiente activo subyacente, recibiendo a cambio la cantidad de dinero acordada en la fecha de negociación (venta) del contrato.



Gráfico 2. Valor de un contrato forward posición corta



Fuente: Hull (2006)

Los *forwards* eléctricos difieren de los demás contratos *forwards* financieros o de *commodities*, en que el subyacente “electricidad” es una *commodity* diferente en tiempos diferentes, es decir, la electricidad tiene que ser suministrada al instante y no se puede almacenar como ya se ha comentado. El precio *spot* de liquidación  $S_T$ , es usualmente calculado en base a un precio promedio de electricidad sobre el periodo de entrega, al momento del vencimiento  $T$ .

Basados en el periodo de entrega durante el día, los *forwards* eléctricos pueden categorizarse como *on-peak electricity*, *off-peak electricity*, o *around-the-clock electricity* (es decir, las 24 horas del día)<sup>6</sup>. Casi todos los derivados eléctricos tienen cada clasificación basada en el periodo de entrega en el día.

Un contrato *forward on-peak* de electricidad en el día  $T$ , se refiere a la electricidad entregada en el periodo diario *peak*, definido comúnmente por la industria en EEUU, entre las 6:00 hrs. y las 22:00 hrs. El periodo diario off-peak,

---

<sup>6</sup> On-Peak electricity (horas pico), se refiere a las horas de mayor demanda eléctrica en el día en un mercado eléctrico, Off-peak electricity (horas valle), se refiere a las horas restantes de demanda, es decir, las de menor consumo. Around-the-clock, se refiere a las 24 horas del día. El periodo de mayor demanda, On-Peak, así como Off-Peak, de menor demanda, lo determinará cada mercado ya que éste dependerá de diversos factores como por ejemplo el clima.

son las horas restantes del día. En el caso on-peak,  $S_T$  se obtiene promediando los 16 precios horarios desde las 6:00 hasta las 22:00 hrs. en el día  $T$ .

Los generadores, como productores de electricidad independientes, son los vendedores naturales (o posición corta) de los *forwards* eléctricos, mientras que los suministradores frecuentemente aparecen como compradores (o posición larga). El vencimiento de los *forwards* varía desde horas hasta años, aunque los contratos con vencimiento mayor a dos años no presentan una liquidez suficiente para ser negociados.

Algunos *forwards* eléctricos son puramente financieros, es decir, nunca se procede a la entrega física, éstos son liquidados como pagos financieros basados en un determinado índice de precios del mercado al vencimiento del contrato, mientras que el resto de los contratos con entrega física son liquidados con la entrega física del subyacente, electricidad.

Los contratos de *forwards* eléctricos con vencimiento de una hora o un día son frecuentemente contratos con entrega física, negociados, por ejemplo, en el mercado de energía pool de *Pennsylvania- New Jersey- Maryland* (PJM) o en el *Energy Balancing Market* operado por *California Independent System Operator* (CAISO) en EEUU. Aquellos contratos con vencimiento de semanas a meses pueden ser contratos financieros o de entrega física, en su mayoría son negociados en mercados OTC entre *brokers*<sup>7</sup> o participantes de mercado.

Los *forwards* eléctricos, son los principales instrumentos utilizados en la gestión del riesgo en los precios de la electricidad. Algunos mercados eléctricos usan los *forwards* para proteger sus posiciones en opciones eléctricas y en otros derivados eléctricos complejos. Los *forwards* son usualmente negociados en mercados *over the counter* OTC, en forma de transacciones bilaterales.

---

<sup>7</sup> Broker es un intermediario financiero entre un comprador y un vendedor. También actúa como vendedor y como comprador convirtiéndose en la principal parte del trato.

## 4.2 Contratos de futuros eléctricos

Negociados por primera vez en el NYMEX (*New York Mercantile Exchange*), en marzo de 1996, los futuros eléctricos tienen la misma estructura de *payoff* que los *forward*, es decir, se pacta al día de hoy la compra o venta de cierto monto de electricidad, a un precio pactado también hoy, para la entrega en el futuro. Sin embargo, los contratos de futuros a diferencia de los *forwards* son altamente estandarizados en especificaciones de contrato, lugares de negociación, requerimientos en la transacción, procedimientos acordados, etc. Cabe destacar que éstos son negociados únicamente en mercados organizados<sup>8</sup>.

La diferencia más notable entre los futuros y los *forwards* en las especificaciones del contrato, es el volumen de electricidad negociado, es decir, la cantidad de entrega en las especificaciones de los contratos de futuros es significativamente menor que la de los contratos *forwards*.

Por ejemplo, los contratos de futuros eléctricos *Mid-Columbia* negociados en el NYMEX, especifican la cantidad de entrega de electricidad de 432 MWh de una empresa de electricidad a la *Mid-Columbia hub*, a una velocidad de 1 MW por hora, 16 horas *on-peak* por día durante el mes de entrega; mientras que un contrato correspondiente a *forward* tiene una velocidad de entrega de 25 MW por hora por los mismos periodos de entrega en un mes<sup>9</sup>.

El hecho de que los futuros sean negociados exclusivamente en mercados organizados hace que los precios reflejen mejor el consenso del mercado y al mismo tiempo más transparentes que los precios que ofrecen los contratos *forwards*. La mayoría de los contratos de futuros son liquidados más, por pagos financieros, que por entregas físicas, lo que disminuye los costos de transacción.

---

<sup>8</sup> En España, el artículo 1 del Real Decreto 1814/1991, de 20 de noviembre, por el que se regulan los mercados oficiales de futuros y opciones, define los futuros financieros de la siguiente forma: "Contratos a plazo que tengan por objeto valores, préstamos o depósitos, índices u otros instrumentos de naturaleza financiera; que tengan normalizados su importe nominal, objeto y fecha de vencimiento, y que se negocien y transmitan en un mercado organizado cuya Sociedad Rectora los registre, compense y liquide, actuando como compradora ante el miembro vendedor y como vendedora ante el miembro comprador".

<sup>9</sup> Deng, S.J. and S.S. Oren, *Electricity derivatives and risk management*. Energy, 2006. **31**: p. 940-953.

El riesgo en el crédito y el control en los costos de las transacciones de futuros es mucho menor que en la de los contratos *forwards*, desde que en los mercados organizados se implementaron unos requerimientos sobre el margen, para asegurar un rendimiento financiero para todas las partes intervinientes. Sin embargo, las transacciones en mercados OTC, son vulnerables a no tener rendimiento financiero debido a los incumplimientos de alguna de las partes. El hecho de que las pérdidas y ganancias en los futuros eléctricos sean pagadas diariamente, contrariamente a lo que se hace en los *forwards* que la cantidad global se paga al vencimiento, hace que el riesgo en el crédito sea menor.

En resumen, si comparamos los *forwards* con los futuros eléctricos, las ventajas de los futuros que yacen en el consenso de mercado son: transparencia en el precio, liquidez en las negociaciones, reducción en los costos de transacción y control; mientras que las limitaciones provienen de la rigidez en las especificaciones en los contratos, junto con el límite en el volumen de negociación de electricidad también especificado en los contratos de futuros.

#### **4.3 Contratos Swaps eléctricos**

Un swap es un acuerdo entre dos partes para intercambiar flujos de efectivo en el futuro. El acuerdo define las fechas cuando los flujos de efectivo serán pagados y la manera en que éstos serán calculados. Dichos cálculos usualmente son basados en el valor futuro de una tasa de interés, tipo de cambio u otra variable de mercado.

El tipo de swap más común es el llamado swap “*plain vanilla*” de tipo de interés, en el cual el poseedor (posición larga) acuerda pagar una tasa fija sobre una cantidad denominada notional principal, por un determinado número de años, a cambio recibe un interés variable sobre la misma cantidad por el mismo periodo de tiempo. Es decir, la parte que adquiere el contrato es por que se quiere cubrir ante los movimientos adversos en los precios y la contraparte es por que se arriesgará a que el tipo de interés que paga sea más bajo que el precio fijo que recibirá.

Los contratos *swaps* eléctricos son contratos financieros que permiten a sus poseedores pagar un precio fijo por el subyacente “electricidad”, independientemente de lo volátiles que puedan ser sus precios, así mismo, la contraparte asumirá la parte variable de los precios. Éstos son generalmente establecidos por una cantidad fija de electricidad referenciada a un precio *spot* variable, el precio *spot* podría estar referenciado según el lugar de los generadores o de los consumidores. Los *swaps* eléctricos son ampliamente utilizados para proveer certidumbre en los precios a corto o mediano plazo.

Los *swaps* con base en la localización, también son comúnmente usados para cerrar contratos -con precios fijos- en una localización geográfica que es diferente del punto de entrega de un contrato de futuros. Es decir, el poseedor de un contrato *swap* con base en la localización, ha acordado -pagar o recibir- la diferencia entre un precio específico del contrato de futuros y el precio *spot* localizado en el momento de la transacción. Estos *swaps* son instrumentos financieros efectivos para la cobertura del riesgo de base en la diferencia en el precio entre los precios de electricidad en dos diferentes localizaciones físicas.

#### 4.4 Contratos de opciones eléctricas

Hasta en los comienzos de 1990, en que la industria eléctrica experimentó una reestructuración en países como UK, EEUU y Escandinavia, las opciones eléctricas tomaron relevancia. La aparición de los mercados eléctricos *wholesale*, la difusión de las técnicas de control del riesgo y la fijación del precio de opciones (*pricing*), han creado a las opciones eléctricas, no solo basadas en los atributos del precio del subyacente “electricidad”, (como en el caso de las opciones eléctricas *put*, *call*, *plain vanilla*), si no también otros atributos como volumen, lugar de entrega y tiempo, calidad y tipo de combustible<sup>10</sup>.

Básicamente la contraparte de cada opción financiera puede ser creada bajo el dominio de las opciones eléctricas, a través del reemplazo del subyacente de una opción financiera por el de la electricidad.

---

<sup>10</sup>Deng, S.J. and S.S. Oren, *Electricity derivatives and risk management*. Energy, 2006. **31**: p. 940-953.

Las siguientes opciones eléctricas, son las más comúnmente utilizadas en aplicaciones de control del riesgo en los sectores de generación y distribución. Usualmente estas opciones tienen vencimientos de corto a mediano plazo, de varios meses a un par de años. Las opciones con vencimientos mayores a 3 años son a menudo clasificadas como contratos de suministro o compra a largo plazo, las cuales se denominan transacciones estructuradas.

#### **4.4.1 Contratos de opciones *plain call* y *put***

Las opciones eléctricas llamadas *call* y *put*, otorgan a sus poseedores el derecho (mediante el pago de una prima), más no la obligación, de comprar (*call*) o vender (*put*), una cantidad fija de electricidad a un precio de ejercicio (*strike price*) -previamente acordado-, al momento del vencimiento de la opción. Las opciones eléctricas cuentan con una estructura de valor (*payoff*) similar al de las opciones *call* y *put* regulares, es decir, opciones sobre subyacentes financieros y de otras *commodities*.

$$\text{Valor de una opción eléctrica call} = \max (S_T - K, 0)$$

En donde  $S_T$  es el precio *spot* de electricidad al momento  $T$  y  $K$  es el precio de ejercicio.

El subyacente de las opciones eléctricas *call* y *put* puede ser negociado en la bolsa de futuros eléctricos o liquidado con entrega física. La mayoría de estas transacciones se realiza a través de los mercados OTC.

Las opciones eléctricas *call* y *put*, son de las herramientas más efectivas, disponibles para la cobertura del riesgo en los precios de generadores eléctricos y comercializadoras de electricidad, debido a que la capacidad de generación eléctrica puede ser esencialmente vista como opción *call* sobre la electricidad, particularmente cuando los costos son fijos.

La compra de una opción *call* se puede comparar con un seguro contra los incrementos en los precios *forward* de electricidad. La compra de una opción *put* puede ser usada por un productor para asegurar futuras ventas de electricidad. Las opciones pueden ser usadas para infinidad de coberturas debido a su flexibilidad.

Las opciones se pueden describir *in the money* si se ejercen de inmediato y generan un beneficio, una opción cuyo resultado es la pérdida de la prima se le llama *out of the money*, mientras que es *at the money* si el precio *spot* del momento del subyacente es igual al precio del ejercicio.

Existen dos tipos de opciones, las opciones americanas que se pueden ejercer en cualquier momento antes de la fecha del vencimiento; la liquidación de éstas se basa en un precio de ejercicio concreto al vencimiento y las opciones europeas que pueden ser ejercidas únicamente al momento del vencimiento; igualmente son liquidadas basándose en un precio de ejercicio concreto al vencimiento.

Las opciones eléctricas se pueden asumir bajo cuatro posiciones. La tabla 1, las resume:

**Tabla 1. Posiciones bajo las cuales pueden ser ejercidas las opciones.**

	<b>Comprador Opción</b>	<b>Vendedor Opción</b>
<b>Derechos/Obligaciones</b>	Los compradores tienen derechos – ninguna obligación	Los vendedores sólo tienen obligaciones – derechos no
<b>Opción de compra <i>Call</i></b>	Derecho a comprar – tomar posición larga	Obligación de vender – tomar posición corta en ejercicio
<b>Opción de venta <i>Put</i></b>	Derecho a vender – tomar posición corta	Obligación de comprar – tomar posición larga en ejercicio
<b>Prima</b>	Pagada	Recibida
<b>Ejercicio</b>	Decisión del comprador	El vendedor no lo puede influir
<b>Pérdida máxima posible</b>	Coste de la prima	Pérdidas ilimitadas
<b>Ganancia máxima posible</b>	Beneficios ilimitados	Precio de la prima
<b>Posición de cierre si es contratada en bolsa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ejercer</li> <li>• Compensar mediante la venta de la opción en el mercado</li> <li>• Dejar que la opción quede sin valor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cesión de la opción</li> <li>• Compensar mediante la recompra de la opción en el mercado</li> <li>• La opción vence y se retiene la totalidad de la prima</li> </ul>

**Fuente: Reuters. Introducción a los derivados<sup>11</sup>.**

---

<sup>11</sup> Reuters, *Introducción a los derivados*. 2001, Barcelona: Gestión 2000. 212.



#### 4.4.1.1 Valor y ganancia de las opciones asumiendo las cuatro posiciones

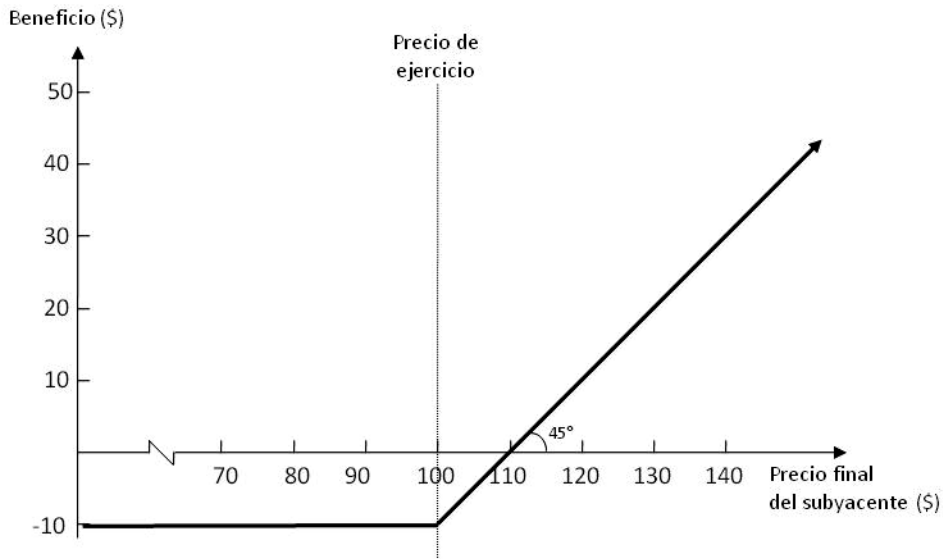
- **Posición Larga de una opción *Call***

El poseedor de un contrato de opción *Call* –Europea- que asume una posición larga, considera que el precio del subyacente subirá, por lo que compra el contrato de opción *call* –fijando un precio- en vez de acudir al mercado *spot*. Si el precio del subyacente, al momento del vencimiento, está por encima del precio de ejercicio, el poseedor del contrato tendrá ganancia. Si el precio del subyacente está por debajo del precio de ejercicio entonces no ejerce el contrato y pierde lo pagado por la prima. Sería el caso de un comercializador de electricidad.

En el gráfico 3 se expresa esta idea. Ahí, al igual que en los gráficos siguientes, se ha considerado un precio de ejercicio de \$100. Para este caso, cuando el precio final de la acción, el cual es medido en el eje horizontal, es menor a \$100, simplemente el derecho no se ejerce y por lo tanto la línea que aparece en el gráfico es horizontal y expresa una pérdida de \$10, debido justamente a que esta cantidad es la prima pagada. A partir de que el precio final de la acción llega al nivel señalado por el precio de ejercicio es que se ejerce (de ahí el nombre) el derecho a comprar el subyacente, pues el poseedor de la opción estará adquiriendo por un precio menor algo que en el mercado se cotiza más alto.

Finalmente, observemos que la línea tiene una pendiente de 45° a partir del precio de ejercicio, pues un dólar adicional en el precio del subyacente equivale a un dólar adicional en el beneficio.

**Gráfico 3. Valor de un contrato de opción *call* asumiendo una posición larga**

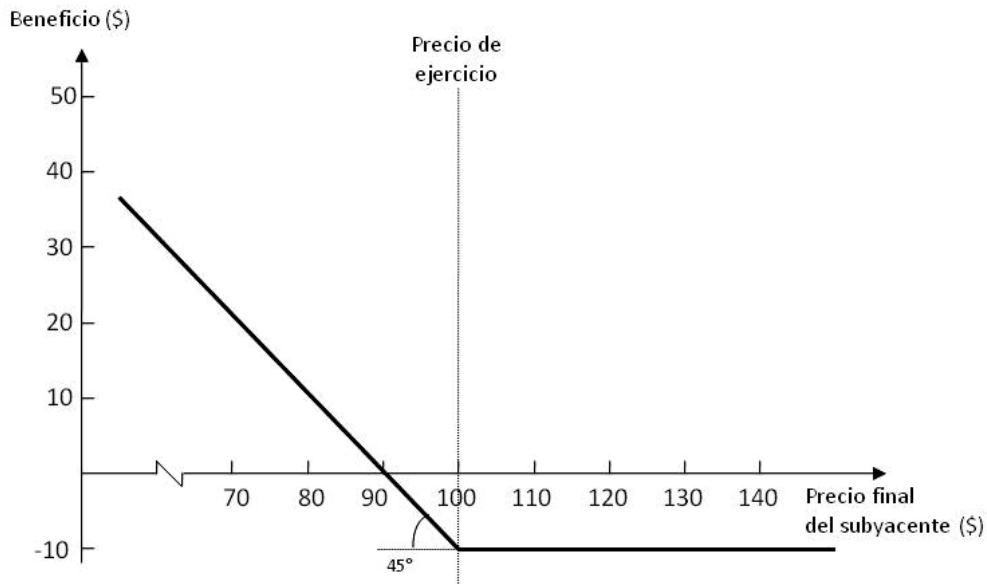


**Fuente: Elaboración Propia**

- **Posición larga en una opción *put***

El poseedor de un contrato de opción *put* –posición larga–, piensa que el precio del subyacente bajará por lo que compra el derecho a vender tal subyacente a un precio fijado al momento de hacer el contrato. Si el precio del subyacente al momento del vencimiento está por debajo del precio de ejercicio el poseedor del contrato tendrá ganancia. Sin embargo, como se nota en la porción de la línea que va de \$90 a \$100, aquí la ganancia propia del subyacente está siendo disminuida por el pago que se tuvo que hacer para poseer la opción, es decir, la prima. Si el precio de mercado del subyacente al momento del vencimiento está por encima del precio de ejercicio, entonces el poseedor no ejerce el contrato y pierde la prima. Este sería el caso de cobertura de un generador, asegurar la venta de electricidad a un precio en el que no incurra en pérdidas.

**Grafico 4. Valor de un contrato de opción *put* asumiendo una posición larga**

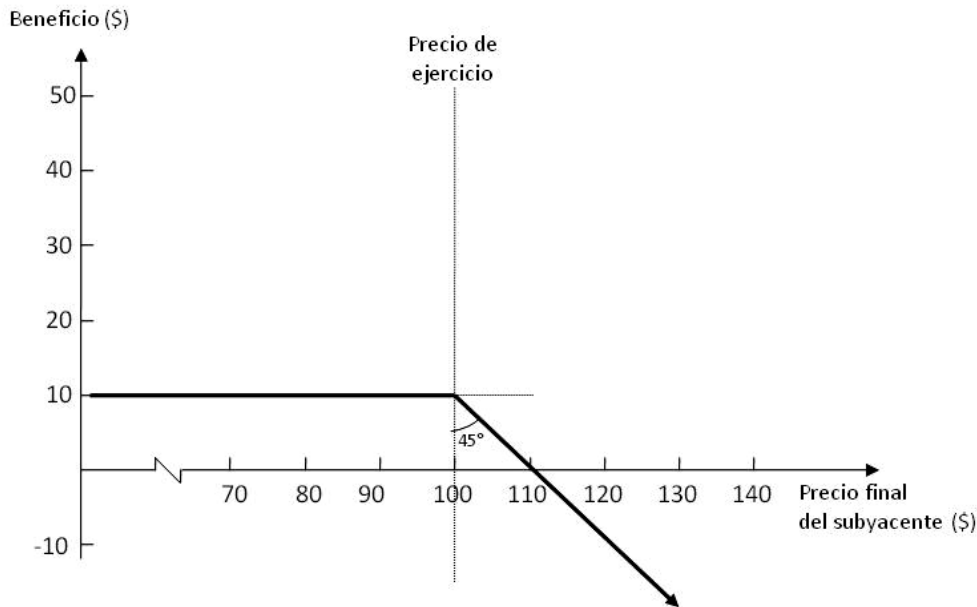


**Fuente: Elaboración propia.**

- **Posición corta contrato de opción *call***

La parte que asume la posición corta en un contrato de opción *call*, está vendiendo el derecho comprar el subyacente, con lo cual está obligado a venderlo cuando la otra parte decida ejercer la opción. Si el precio del subyacente es menor al precio de ejercicio, tal como se puede apreciar en el gráfico 5, el comprador de la opción no ejercerá su derecho, por lo que el beneficio del vendedor será igual a la prima (de hecho este es el beneficio máximo al que puede aspirar el vendedor del contrato). Después del valor de \$100 para el subyacente, el comprador de la opción sí decide ejercer. Por eso es que en este caso la línea tiene ahí un quiebre y el beneficio del vendedor de la opción comienza a descender; al principio sigue teniendo beneficio positivo, pero luego, cuando se agota el margen dado por la prima, comienza a tener pérdida, la cual es potencialmente ilimitada.

**Grafico 5. Valor de un contrato de opción *call* asumiendo posición corta**

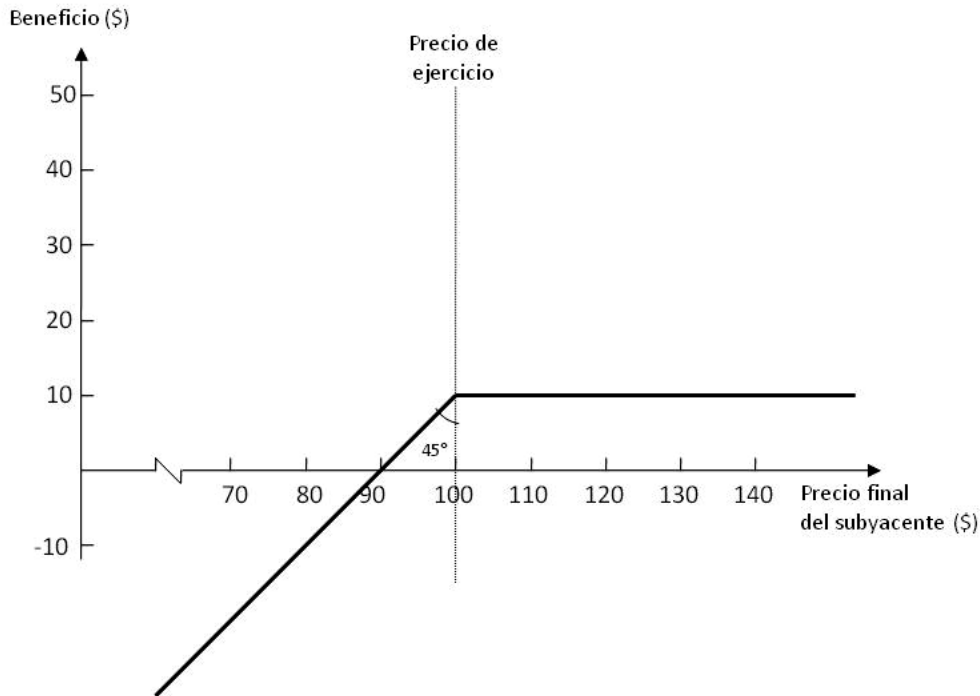


**Fuente:** Elaboración propia.

- **Posición corta opción *put***

La parte que asume la posición corta en una opción *put*, es quien vende una opción de venta. Lo hace por que piensa que el precio del subyacente subirá, y así la contraparte estaría no ejerciendo su derecho a vender el subyacente y terminaría pagándole la prima. Es por eso que en el gráfico 6, la línea es horizontal después del precio de ejercicio, ya que el beneficio del vendedor de la opción *put* estará limitado a la prima. En cambio, cuando el precio final del subyacente es menor a \$100, dicho vendedor estará experimentando una pérdida, pues pagará \$100 por algo que en el mercado tiene un valor inferior. Para precios entre \$90 y \$100 el margen que se tiene al recibir la prima hace que el beneficio siga siendo positivo, pero para precios inferiores a \$90 sí se tiene una pérdida neta pues dicho margen se habría agotado.

**Grafico 6. Valor de un contrato de opción *put* asumiendo una posición corta**



**Fuente:** Elaboración propia.

#### **4.4.2 Contratos de opciones *spark spread***

Los contratos de opciones *spark spread*, son las principales transacciones *cross-commodity* en los mercados eléctricos, se basan principalmente en la diferencia entre el precio de la electricidad y el precio del combustible utilizado para generarla. El monto de combustible que la generación requiere para producir una unidad de electricidad depende de la eficiencia del combustible (**Calorías/ Kwh o Btu/Kwh**) en cada caso<sup>12</sup>.

La definición del valor del *spark spread* es entonces:

$$\text{Spark Spread} = \text{Costo de la electricidad} - [(\text{Costo del Gas}) * (\text{Tasa de calor})] = \$/\text{Mwh} - [ (\$/\text{MMBtu}) * (\text{MMBtu} / \text{Mwh}) ]$$

---

<sup>12</sup> Deng, S., B. Johnson, and A. Sogomonian, *Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets*. 1998: p. 20.

Siendo *MMBtu*, millones de unidades térmicas británicas. Típicamente una eficiencia de 0.5 (50%) es considerada para las plantas de gas y un 0.38 (38%) para las plantas de generación de carbón.

El poseedor de una opción *call* europea *spark spread*, en términos del combustible **G** a una tasa de calor fija (heat rate<sup>13</sup>) **K<sub>H</sub>**, tiene el derecho, pero no la obligación, de pagar al vencimiento de la opción, **K<sub>H</sub>** veces, el precio del combustible al vencimiento **T** y a recibir el precio de una unidad de electricidad. Así, el pago al vencimiento **T** es:

$$\text{Valor de una opción call spark spread} = \max (S_T - K_H \times G_T, 0)$$

$$\text{Siendo } E \text{ el strike price} = (K_H \times G_T)$$

$$\text{Opción Call spark spread} = \max (S_T - E, 0)$$

$$\text{Opción Put Spark Spread} = \max (0, E - S_T)$$

El *strike price* **E** no es fijo, muy importante, por que no es fijo uno de los componentes, **G<sub>T</sub>**, que es el precio del combustible en el momento **T**, mientras **S<sub>T</sub>** es el precio de la electricidad en ese mismo momento **T**. La parte fija sería **K<sub>H</sub>**.

Por ejemplo, asumiendo una posición larga en una opción *spark spread call*, si **G<sub>T</sub>**, (precio del combustible), no crece y si **S<sub>T</sub>**, (precio *spot* al momento **T**), se incrementa, le conviene al poseedor ejercitar la opción por que recibe **S<sub>T</sub>** y paga solo el precio strike, es decir (**K<sub>H</sub> x G<sub>T</sub>**). Ésta sería por ejemplo, la posición del comercializador.

De otro modo, asumiendo una posición larga en una opción *spark spread put*, si **G<sub>T</sub>** se incrementa y **S<sub>T</sub>**, no, el poseedor ejerce la opción, teniendo la opción

---

<sup>13</sup> **Heat rate:** Medida utilizada en la industria energética para calcular la eficiencia de un generador en el uso de la energía térmica. Se expresa como el número de Unidades de calor necesaria para producir un kilovatio / hora de energía. Los operadores de instalaciones de generación razonablemente puede hacer estimaciones exactas de la cantidad de energía calorífica de una cantidad determinada de cualquier tipo de combustible, por lo que cuando esto se compara con la energía producida por el generador, la cifra resultante indica la eficiencia con la que el generador convierte el combustible en Energía eléctrica.

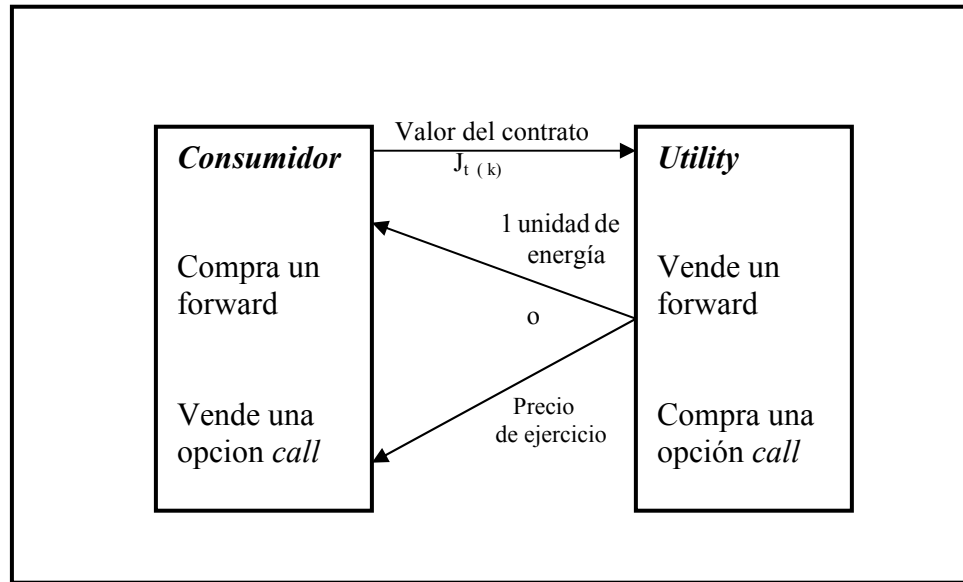
de recibir el *strike price* que es  $K_H \times G_T$ . Por ejemplo, ésta sería la posición del productor.

#### 4.4.3 Contratos de *callable* y *putable forwards*

Estos son dos tipos de contratos interesantes que proponen una forma de contrato de carga interrumpible de electricidad. El *callable forward*, es una combinación de dos contratos, el primero es un contrato *forward*, que compra el consumidor, y que garantiza que la *utility* entregará al consumidor una unidad de electricidad al momento T, que es la fecha de entrega. El precio pagado por ésta unidad se determina al momento de realizar el contrato. El segundo contrato es una opción *call* sobre la misma unidad de electricidad. Una *call* otorga el derecho pero no la obligación de comprar cierta cantidad de electricidad al *strike price* que llamaremos k. La *call* del *callable forward* es vendida por el consumidor a la *utility*, es decir el consumidor asume una posición corta en una opción *call*. Un contrato *callable forward* es una combinación entre un *forward* y una posición corta en una opción *call*.

Es decir, un consumidor que compra un contrato *callable forward* ha comprado un contrato *forward* y ha vendido una opción *call* a la *utility*, lo que significa que la *utility* puede interrumpir el servicio de electricidad al consumidor ejerciendo la opción *call*, pagándole al consumidor el precio del ejercicio de la opción *call*, en vez de proveerle electricidad.

Figura 1. Obligaciones de un *Callable forward*.



Fuente: Gedra (1993) "Markets and pricing for interruptible electric power"<sup>14</sup>.

Entonces a un consumidor que compra un *callable forward*, se le garantiza recibir de la *utility* al momento  $T$ , ya sea una unidad de electricidad o el *strike price*, de la opción de la *utility*. En el segundo caso, la *utility* ha ejercido su opción *call* por el *strike price*, evitando así su obligación de proporcionar la energía (cabe destacar que la *utility* ejercerá su opción *call*, si el precio de electricidad excede el precio del ejercicio, de este modo se cancela el contrato *forward* al momento de la entrega). Si la *utility* no ejerce la opción, estará obligada (por el contrato *forward*) a entregar la electricidad. Las obligaciones contractuales son mostradas en la figura 1<sup>15</sup>.

$$\text{Payoff de un callable forward} = J_T(k) = P_T - \text{Max}\{0, P_T - k\} = \text{Min}\{P_T, k\}$$

<sup>14</sup> Gedra, T.W. and P.P. Varaiya, *Markets and pricing for interruptible electric power*. IEEE Transactions on power systems, 1993. 8: p. 7.

<sup>15</sup> Ibid.



Siendo  $J_T(k)$ , el valor del contrato al tiempo  $T$ ,  $P_T$  el precio *spot* en el mercado de electricidad también en el momento  $T$  y  $K$  el precio de ejercicio.

La fórmula anterior es muy simple. Cuando  $P_T > k$ , es decir cuando el precio *spot* es mayor que el precio de ejercicio, entonces  $Max\{0, P_T - k\} = P_T - k$ , por lo que  $J_T(k) = P_T - P_T + k = k$ . Esto es, el *payoff* que genera el *callable forward* será solamente  $k$ . En cambio cuando  $P_T \leq k$ , se da que  $Max\{0, P_T - k\} = 0$ , por lo que  $J_T(k) = P_T$ .

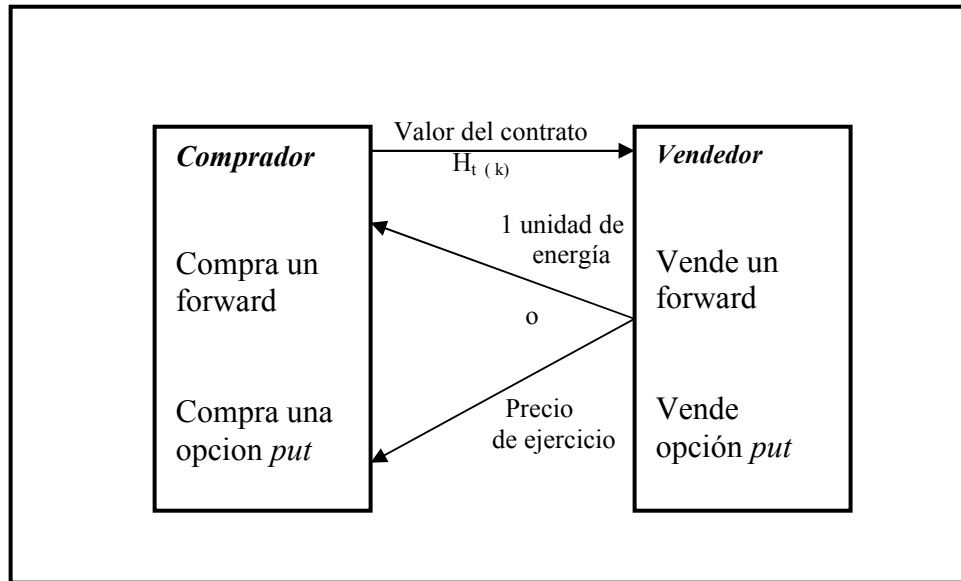
Puesto lo anterior en palabras, como la *utility* es dueña de una opción *call* cuyo subyacente consiste en la energía que ésta le ha vendido al consumidor a través de un *forward*, cuando el precio *spot* en el mercado eléctrico esté por encima del precio de ejercicio, entonces la *utility* sí ejercerá su derecho de comprar la electricidad (en realidad sólo se la recomprará) al precio de ejercicio. Le conviene hacer esto pues en el mercado alguien le pagará algo más de lo que debe desembolsar por recomprarla que es justamente  $k$ .

De un modo similar, un *puttable forward* es una mezcla entre un contrato *forward* y una opción *put*. Así, el productor que vende un *puttable forward*, ha vendido un contrato *forward* pero ha vendido también a la *utility* el derecho de interrumpir la entrega de electricidad, en cuyo caso el productor le debe volver a comprar la electricidad pagándole el precio de ejercicio a la *utility*<sup>16</sup>. En la figura 2, mostrada a continuación, se ejemplifican las obligaciones contractuales de un *puttable forward*.

---

<sup>16</sup> Gedra, T.W., *Optional forward contracts for electric power markets*. Ibid.1994. 9: p. 8.

**Figura 2. Obligaciones contractuales de un *puttable forward*.**



**Fuente: Gedra (1994) "Optional forward contracts for electric power markets"**<sup>17</sup>

En este contrato, el vendedor mantiene las correspondientes posiciones cortas (de venta). El comprador ejerce la opción *put* si el precio de la electricidad cae por debajo del precio de ejercicio al momento del vencimiento, de este modo se cancela el contrato *forward*.

El valor del contrato (*payoff*), quedaría de la siguiente manera:

$$\text{Payoff de un puttable forward} = H_T(k) = P_T + \text{Max}\{0, k - P_T\} = \text{Max}\{P_T, k\}$$

Donde  $H_T(k)$  es el precio de compra del contrato,  $P_T$  es el precio *spot* de electricidad en el mercado y  $k$  el precio de ejercicio, como ya se ha dicho antes.

<sup>17</sup> Ibid.

Cuando  $P_T > k$ , entonces  $\text{Max}\{0, k - P_T\} = 0$ , por lo que  $H_T(k) = P_T$ .

En cambio cuando  $P_T \leq k$ ,  $\text{Max}\{0, k - P_T\} = k - P_T$ , será que  $H_T(k) = P_T + k - P_T = k$ .

Como el comprador es dueño tanto de la electricidad (por que la ha adquirido a través de un forward) como de la opción put, cuando el precio spot al vencimiento es mayor que el precio de ejercicio, dicho comprador no ejerce su opción de venta, con lo cual su payoff es el precio spot, pues él es dueño de algo que en el mercado tiene un precio más alto. En cambio, cuando el precio spot es menor o igual al precio de ejercicio, en ese caso sí le convendrá ejercer la opción, obteniendo con ello el precio de ejercicio,  $k$ .

#### 4.4.4 Contratos de opciones eléctricas *swing*

Debido a las características particulares de la electricidad y a los diferentes patrones estacionales de consumo por parte de los usuarios finales, se han creado contratos de opciones, no estandarizados, capaces de satisfacer necesidades de entrega específicas.

Adoptadas también en la industria del gas natural, las opciones swing pueden ser ejercidas diariamente o hasta un número limitado de días durante el periodo en que el ejercicio es permitido. Cuando se ejerce una opción swing, la cantidad diaria puede variar entre un -mínimo y un máximo- volumen diario. Sin embargo, la cantidad total tomada durante cierto periodo de tiempo, como una semana o un mes, necesita estar dentro de unos mínimos y unos máximos niveles de volumen. El precio de ejercicio (*strike price*) de una opción swing, puede ser fijo durante el transcurso de su vida o establecido al principio de cada periodo de tiempo, basado en una formula previamente especificada. Al comprador se le imponen multas o castigos cuando el volumen neto adquirido de electricidad excede o disminuye por debajo de unos límites máximos y mínimos establecidos.

Existen diferentes tipos de opciones swing pero cuentan con características similares. Si 0 es el tiempo en que el contrato es cerrado, la opción toma efecto durante el periodo  $[T_1, T_2]$ ,  $0 \leq T_1 < T_2$ . Este periodo usualmente coincide con el periodo por el contrato base-load.<sup>18</sup>

Dentro de este periodo la opción swing otorga a su poseedor ejercer hasta N derechos. Estos derechos pueden tener diferentes significados para diferentes variantes de la opción. En todos los casos, un derecho puede ser ejercido solo en un discreto set de fechas  $\{T_1, \dots, T_n\}$  con  $T_1 \leq T_1 < T_2 < \dots < T_n \leq T_2$ , con al menos un derecho ejercido en cualquier fecha dada. Más aún, si un derecho es ejercido en una fecha dada, entonces se da un *refraction time*  $\Delta_{tr}$ , el cual limita la próxima vez que el derecho puede ser ejercido. Si  $\Delta_{tr} \leq \min_{1 \leq j \leq n-1} (T_j + 1 - T_j)$ , entonces esta restricción es redundante; de otro modo, esta limitante (refracción), necesitará ser incluida en el contrato.

Cada derecho, si es ejercido en una fecha dada, permite al poseedor del contrato swing escoger un volumen incremental que puede ser positivo o negativo. Cuando es positivo, el poseedor recibe un monto incrementado de electricidad, mientras que si es negativo el poseedor entrega ese monto o de una manera equivalente, disminuye el volumen *baseload*. En el caso de ejercer una fecha  $T_j, 1 \leq j \leq n$ , limitaciones físicas restringen el volumen incremental escogido para tomar valores en los siguientes intervalos:

$$[l_j^1, l_j^2) \cup (l_j^3, l_j^4]$$

En donde los límites son especificados en el contrato y son tales como  $l_j^1 \leq l_j^2 \leq 0 \leq l_j^3 \leq l_j^4$

El volumen total entregado sobre  $[T_1, T_2]$  a través del contrato swing, es comúnmente restringido entre límites especificados en el contrato. La violación de dichas limitantes puede ser permitida pero conllevará unas penalizaciones acordadas al vencimiento del contrato (ya sea penalizaciones de tiempo T o de unidades MWh). Las penalizaciones pueden ser acordadas al inicio del contrato o

---

<sup>18</sup> Baseload: mínima cantidad de electricidad entregada o requerida durante un periodo específico de tiempo a una tasa fija. Esto incluye el consumo durante horas pico y valle.

dependiendo del valor de la variable aleatoria al tiempo de expiración  $T_2$  (tal como el precio *spot* al vencimiento, o el precio *spot* máximo sobre  $[T_1, T_2]$ , o el precio *spot* promedio sobre dicho periodo)<sup>19</sup>.

Todas las posibilidades anteriores pueden ser capturadas en el contrato por la función de penalización general  $\phi$ , donde  $\phi(V)$  es el costo total de la penalización a ser pagado al poseedor del contrato al tiempo  $T_2$  por la demanda total de  $V$  unidades sobre  $[T_1, T_2]$ .

#### 4.5 Transacciones de cobertura estructuradas

Las transacciones bilaterales de cobertura son herramientas poderosas para los participantes de mercado en la distribución y control de riesgos indeseados de precio y cantidad, principalmente a largo plazo.

##### 4.5.1 Contratos *tolling*

Un contrato *tolling* es similar a un contrato común de suministro de electricidad entre un comprador (p.e. comercializadoras) y el dueño de una planta de generación de electricidad, pero con grandes diferencias.

Este contrato otorga a su poseedor el derecho, ya sea, de operar la planta de generación o de tomar su producción de electricidad durante periodos de tiempo previamente especificados, sujetos a ciertas limitaciones. Por lo anterior, cabe destacar, que el comprador tendrá que pagar una prima por adelantado al dueño de la planta de generación, para ser merecedor de dicho derecho<sup>20</sup>.

Es decir, es un contrato de opción que otorga a su poseedor el derecho – de operar la planta de generación eléctrica- o el derecho –de tomar la producción eléctrica de dicha planta-, pagando por lo anterior una prima. Tal y como comentábamos en el capítulo de los antecedentes de los instrumentos derivados

---

<sup>19</sup> Jaillet, P., E.I. Ronn, and S. Tompaidis, *Valuation of commodity-based swing options*. Management Science, 2003: p. 32.

<sup>20</sup> Deng, S.-J., *Valuation of investment and opportunity to invest in power generation assets with spikes in electricity price*. School of industrial and systems engineering, Georgia Institute of Technology, 2005. **31**: p. 21.

cuando Tales adquirió el derecho de la utilización de los campos para cosechar aceituna, de esta misma manera los contratos *tolling*, permiten a su poseedor ser dueño durante un periodo de tiempo establecido, de la planta de generación eléctrica o de su *output*.

En adición a las limitaciones operacionales inherentes de la planta, existen limitaciones contractuales listadas en el contrato, en el modo en que el comprador tomará control de las operaciones de la planta o la manera en que tomará la producción de electricidad.

Por ejemplo, suelen disponer de una cláusula en el máximo de arranques del generador, ya que los arranques frecuentes de un generador, incrementan los costos de mantenimiento, que en todo caso tendrían que ser asumidos por el dueño de la planta. Estas limitaciones hacen la fijación de precios de los contratos *tolling* una tarea muy difícil.

Como éste contrato otorga a su poseedor el derecho de tomar la producción de la planta de generación, el poseer un contrato *tolling* es equivalente a ser el dueño de la planta de generación, pero con flexibilidad operacional limitada por los términos contractuales. Estos contratos son hechos en las plantas de generación térmicas, es decir, las que necesitan para producir la electricidad el gas natural, fuel oil, gas natural.

El contrato puede incluir cantidades mínimas de toma de energía y máximas. La diferencia entre ambas cantidades es opcional. La posición larga ejerce su derecho sobre las cantidades opcionales del contrato. Dentro del contrato puede existir una cantidad fija y otra variable en función de la energía despachada.

#### **4.5.2 Contratos *load-serving full-requirement***

La mayoría de los grandes consumidores de electricidad prefieren contratos de suministro con especificaciones de consumo flexibles. Específicamente éstos desean pagar una tasa fija por unidad de energía, por la

cantidad real de consumo, independientemente de que la cantidad sea alta o baja.

Supóngase que un suministrador de electricidad (*Load serving entities*), firma un contrato de máximo requerimiento (*full-requirement*) con un cliente y después utiliza los contratos de futuros para cerrar en una cantidad fija de suministro de electricidad a un costo fijo, para cubrir la cantidad de consumo esperado de electricidad por parte del cliente. El suministrador de electricidad (*Load serving entities*), cuenta entonces con el riesgo de sobre proteger al cliente o de no cubrirlo del todo, ya que la cantidad de consumo del comprador estará casi seguramente desviada de la cantidad cubierta por los contratos de futuros.

Cuando el precio *spot* de la electricidad es elevado, la demanda total de electricidad suele ser igualmente elevada –similar en el caso contrario-. El caso que lo ejemplifica son los periodos de temperaturas extremas donde se requieren sistemas de calentamiento o enfriamiento que consumen grandes cantidades de energía. Por lo tanto, si el precio en el mercado de la electricidad es más elevado que la tarifa fijada en el contrato, hay probabilidad que el nivel de consumo de electricidad por parte del cliente sea significativamente mas alto que la cantidad cubierta.

Como resultado, el suministrador esta poco cubierto con relación a su obligación de carga y debe comprar con pérdidas la electricidad en el mercado abierto para servir a sus clientes, por que precio *spot wholesale* muy probablemente excederá el precio contratado pagado por los compradores. Por el contrario, cuando el precio *spot* de electricidad es bajo, el suministrador se enfrenta al riesgo de estar sobrecubierto y tendrá que vender sus excedentes en el mercado *spot* o colocarlos financieramente a un precio por debajo del precio contratado a largo plazo.

Lo anterior muestra que la sobrecobertura o la infracobertura, expone al suministrador (LSE), debido a la incertidumbre en cuanto al volumen de electricidad requerido por su comprador y la correlación positiva precio-carga (load). Para cubrir el riesgo volumétrico, el suministrador necesitaría comprar una opción eléctrica sobre la cantidad de consumo de sus clientes.

Desafortunadamente, una opción como ésta no está disponible comúnmente en el mercado, y a pesar de que una cobertura perfecta no sería posible, los derivados del clima pueden ser utilizados cuando existe una correlación entre la carga y la temperatura<sup>21</sup>.

#### **4.6 *Callable forwards* y contratos de servicio interrumpible**

Los mercados eléctricos reestructurados han mostrado poca responsabilidad en la demanda (*demand response*<sup>22</sup>) ante los picos en el precio. La enorme volatilidad en los precios eléctricos confirma la necesidad de una responsabilidad en la demanda eléctrica por parte de los consumidores, para hacer los mercados más eficientes. Ya que una reducción en la carga eléctrica puede proveer un sustituto eficiente para la capacidad de generación, equilibrando la carga con las reservas. Las cargas eléctricas flexibles son recursos viables y válidos para paliar la volatilidad en los precios.

Supóngase el tradicional contrato de una empresa de electricidad (utility), de servicio interrumpible, utilizado por el lado de la demanda para mitigar la insuficiencia o escasez en el suministro eléctrico. Estos contratos interrumpibles son fácilmente implementables a través de derivados eléctricos estándar. Por ejemplo, un contrato sintético de servicio interrumpible ofrecido por un suministrador (LSE) es un *callable forward*, bajo el cual el suministrador vende un *forward* para comprar una opción *call* de su cliente. Además, con un mercado de derivados eléctricos líquido, el descuento ofrecido a los servicios interrumpidos se establecería a través del comercio en el mercado, en vez de negociaciones bilaterales, de este modo, la fijación de precios de los servicios interrumpibles se hace más transparente y eficiente.

---

<sup>21</sup> Deng, S.J. and S.S. Oren, *Electricity derivatives and risk management*. Energy, 2006. **31**: p. 940-953.

<sup>22</sup> Demand response (DR): Los consumidores de electricidad reducen su consumo en tiempos críticos o en respuesta a los precios del mercado, lo cual reduce considerablemente los picos en la demanda y la volatilidad en los precios.



## **Capítulo 5. Derivados eléctricos exitosos en países nórdicos, Australia y Alemania**

## Capítulo 5. Derivados eléctricos exitosos en países nórdicos, Australia y Alemania

En este capítulo se describen los instrumentos derivados que se han implementado en algunos de los países miembros de la OCDE, concretamente, aquellos en los que los derivados han sido más exitosos; destacándose así mismo, los beneficios que han aportado dichos derivados a sus mercados eléctricos. Algunos de estos países han sido pioneros en la desregulación de su mercado eléctrico y han funcionado a partir de ello con mayor eficiencia. Para la selección de países a estudiar se tomaron en cuenta tres criterios: que haya sido una implantación exitosa de derivados eléctricos, que cuente con un considerable volumen de negociación de derivados y, por último y como es previo que cuenten con mercados eléctricos desregulados.

Los países que se han seleccionado son: los países nórdicos -Finlandia, Suecia, Dinamarca y Noruega-, Australia y Alemania<sup>1</sup>, modélicos para otros países. Inglaterra y Gales, fueron principalmente los pioneros en Europa en la desregulación de su mercado en 1990, sin embargo, su mercado ELEXON, que es el operador del mercado eléctrico en el Reino Unido, sólo cuenta con contratos bilaterales de derivados entre los participantes, en donde intervienen instituciones bancarias, pero en realidad no existe un operador de mercado que los regule. En un artículo publicado en la *International Energy Agency* llamado *Lessons from liberalised markets* (2005), se habla de que la negociación de contratos derivados, es bilateral y voluntaria entre los participantes, por lo que no existe un mercado de derivados fuerte y desarrollado que tenga que ver con el principal controlador del mercado eléctrico que es ELEXON. Sin embargo, existe un mercado organizado que maneja los contratos de futuros del Reino Unido, pero no es una empresa inglesa, es más bien norteamericana, *Thelce*. Es por lo anterior, que el mercado eléctrico del Reino Unido se descartó para este capítulo.

El mercado nórdico, por su parte, fue el segundo en optar por una desregulación a partir de 1991, y actualmente es el mercado eléctrico con mayor volumen negociado de derivados eléctricos dentro de toda Europa. El mercado

---

<sup>1</sup> IEA, O., *Energy policies of IEA countries*. Head of publications service, 2006.

nórdico es el que se ha tomado como referencia para la creación del mercado eléctrico español OMEL. En 1994, no quedándose atrás, el mercado eléctrico australiano optó por una desregulación y finalmente el mercado eléctrico Alemán comenzó su desregulación en 1998<sup>2</sup>.

La experiencia exitosa de estos países, en cuanto a la liberalización de sus mercados y a la aplicación de derivados eléctricos, posteriormente se tomará como ejemplo para el caso mexicano.

### 5.1 Derivados eléctricos en el Nord Pool

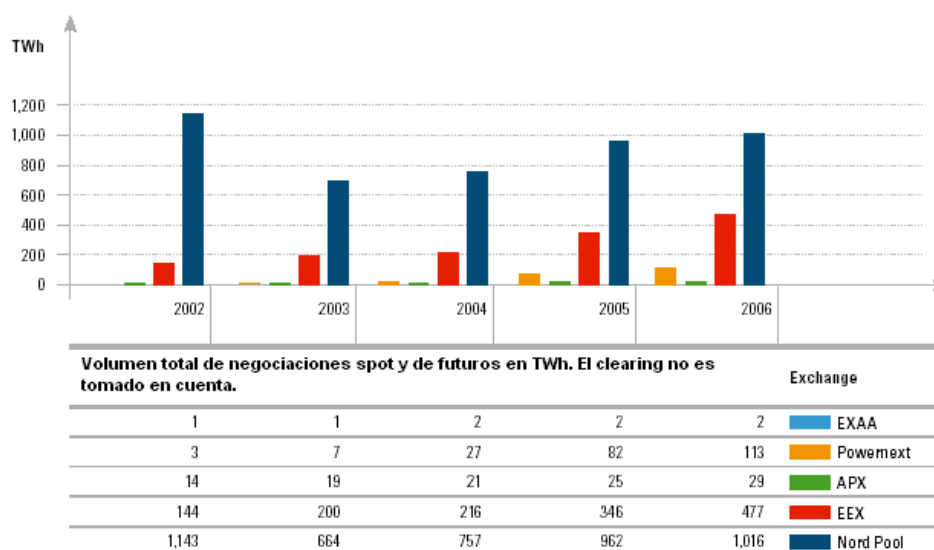
Los países nórdicos -Finlandia, Suecia, Dinamarca y Noruega- han adoptado los instrumentos derivados con entusiasmo y actualmente cuentan con el mercado de derivados eléctricos más complejo de todos los países de la OCDE. El mercado eléctrico, Nord Pool, se subdivide en mercado *wholesale* y mercado *retail*, la electricidad en el mercado *wholesale* es negociada entre generadores y usuarios, tales como la industria o compañías de distribución, y el mercado *retail* comprende a distribuidores de electricidad que la venden a su vez a los usuarios finales.

La importancia de este mercado en el mundo se puede ver en el gráfico 1, donde se aprecia el alto volumen de negociación de derivados eléctricos negociado en éste mercado en comparación con otros mercados europeos.

---

<sup>2</sup> AL-SUNAIIDY, A., GREEN, R., *Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries*. Energy, 2006. 31: p. 769-787.  
p.4.

**Gráfico 1. Desarrollo del volumen de negociación de instrumentos derivados en mercados eléctricos europeos.**



Nota: EXAA (*Energy Exchange Austria*) mercado eléctrico de Austria; Powernext, mercado eléctrico de Francia; APX, mercado eléctrico Reino Unido; EEX, mercado eléctrico europeo; Nord Pool, mercado eléctrico escandinavo.

**Fuente:** *Annual Report. 2006, European Energy Exchange*

A partir de la desregulación del mercado eléctrico nórdico en 1991, se realizaron una serie de innovaciones, en principio el Nord Pool implementó en 1993, como prueba, un mercado de *forwards*, utilizando en éste un sistema de subastas con contratos de entrega física.

Después de un periodo de pruebas, se estableció formalmente el mercado de *forwards* con tres productos con entrega física al vencimiento, los cuales eran contratos *baseload*, contratos *peak load* y contratos *off peak load* con un tiempo de vencimiento de hasta 6 meses.

Entre 1993 y 1994, los contratos *forward peak load* y *off peak load* fueron excluidos por su baja actividad, con el objetivo de concentrar la máxima liquidez en los contratos *base load* (168 hrs., a la semana). En 1994, el mercado

financiero de subastas semanales fue reemplazado por un sistema continuo de negociación (*continuous trading system*) para promover la negociación entre nuevos participantes y estimular la liquidez. Los contratos de entrega física fueron cambiados a contratos puramente financieros con liquidación en efectivo al vencimiento, con precios de referencia del mercado spot del Nord Pool (system price). Los tiempos de vencimiento crecieron hasta 3 años.

En 1994, se introducen los contratos de futuros, los cuales tenían vencimientos hasta de 3 años<sup>3</sup>. Dos años después, Suecia se unió a Noruega, dentro del mercado organizado del Nord Pool y se formó la primera bolsa multinacional para el comercio de la electricidad. En este mismo año se desarrolla un sistema electrónico de negociación PowerCLICK (*automatic trading system*), desarrollado por Suecia.

En 1997, el Nord Pool lanza la negociación de los contratos *forward* liquidados financieramente, ya que se dio cuenta que eran altamente negociados en el mercado OTC, así que estandarizó los contratos *forwards* y formó su propio mercado OTC. En el mismo año Finlandia se unió también al Nord Pool.

En 1999, el Nord Pool observó que las opciones eran altamente negociadas en el mercado bilateral, por lo que decidió estandarizarlas y añadirlas a su mercado como producto. En este mismo año se une al Nord Pool, Dinamarca. De este modo se unifican los cuatro países vecinos en un mercado eléctrico en común.

En el 2000, después de que se produce la unificación, se introducen los contratos por diferencia como un nuevo producto *forward*, para ofrecer a sus participantes cobertura ante las diferencias entre los precios del mercado spot y los precios individuales en cada área.

A comienzos de 2003, el Nord Pool comenzó a hacer nuevos cambios en su estructura de productos; el vencimiento de los contratos de futuros fue reducido hasta los límites de 8 a 9 semanas, después a 6 semanas, mientras que los contratos restantes que eran de cuatro años y después de cinco, fueron clasificados como contratos *forwards*. De este modo, al parecer las preferencias

---

<sup>3</sup> NORDPOOL, *Trade at Nord Pool ASA's financial market*. Nord Pool ASA, 2007: p. 1-24. p.4.

del mercado eran contratos con vencimientos a corto plazo. La principal razón de esta preferencia, es las diferentes demandas de margen adicional<sup>4</sup>(*margin call*), para los contratos *forward* y futuros, y la alta liquidez.

Actualmente el Nord Pool ofrece derivados *base load* y *peak load* futuros, opciones, *forwards* y contratos por diferencias –explicados a detalle a continuación-. El máximo tiempo de vencimiento es actualmente de seis años, y no hay entrega física específicamente en los derivados eléctricos, ya que son contratos puramente financieros. La liquidación en efectivo es durante el contrato o al vencimiento del mismo, dependiendo si el contrato es de futuros o *forward*.

La liquidación financiera de los futuros incluye liquidación diaria, *mark-to market*,<sup>5</sup> en la cual se requiere de grandes montos de efectivo en cuentas como garantía, principalmente en los contratos con vencimientos a largo plazo y que están lejos de vencerse.

La liquidación financiera de los contratos *forwards* es *margin call*, es decir, que requiere de la designación de efectivo en una cuenta como garantía, sólo durante el periodo de entrega, desde la fecha de vencimiento del contrato.

El Nord Pool consta de Nord Pool ASA encargado del mercado financiero (derivados eléctricos), Nord Pool Spot AS, encargado de entrega física de electricidad al precio spot del mercado y el Nord Pool Clearing ASA, encargado de servicios de compensación es decir, clearing,<sup>6</sup> en lo referente a todos los contratos negociados en el mercado eléctrico Nord Pool y también los contratos bilaterales de mercados financieros que están registrados en dichos servicios de compensación, este servicio es muy importante para el Nord Pool.

---

<sup>4</sup> Demanda para margen adicional (*margin call*)

Una llamada de la Cámara de compensaciones a un miembro de la cámara, o de un operador a un cliente, para agregar fondos a su cuenta marginal para cubrir y revertir movimientos adversos de precios. El margen agregado asegura a la firma operadora y a la Cámara de compensaciones, que el cliente puede comprar o entregar el contrato, si es necesario.

<sup>5</sup> *Mark-to-market* es el acto de asignar un valor a una posición en un instrumento financiero basado en el actual precio de mercado para ese instrumento o instrumentos similares.

<sup>6</sup> *Clearing*. Se refiere a todas las actividades comprendidas desde que se hace el compromiso de un contrato hasta el vencimiento del mismo. Implica la gestión post negociación, exposiciones al crédito previas a la liquidación para garantizar que las transacciones se resolverán de conformidad a las normas de mercado. Incluidos reportes de monitoreo, riesgo de margen, etc.

Las proyecciones a futuro indican que el comercio de los derivados eléctricos continuará desarrollándose por toda Europa. Los precios de referencia serán, por supuesto y como todos los mercados lo han hecho, los precios spot e índices basados en precios spot y también precios OTC. A continuación se describen los derivados utilizados en el Nord Pool:

### 5.1.1 Contratos de futuros

Los contratos de futuros que se negocian ahora en el Nord Pool son *base load* diario y *baseload* semanal.

- Contratos diarios, Base load, ENODxxxx-xx      Periodo = 24 horas
- Contratos semanales, Base load ENOWxx-x      Periodo = 7 días

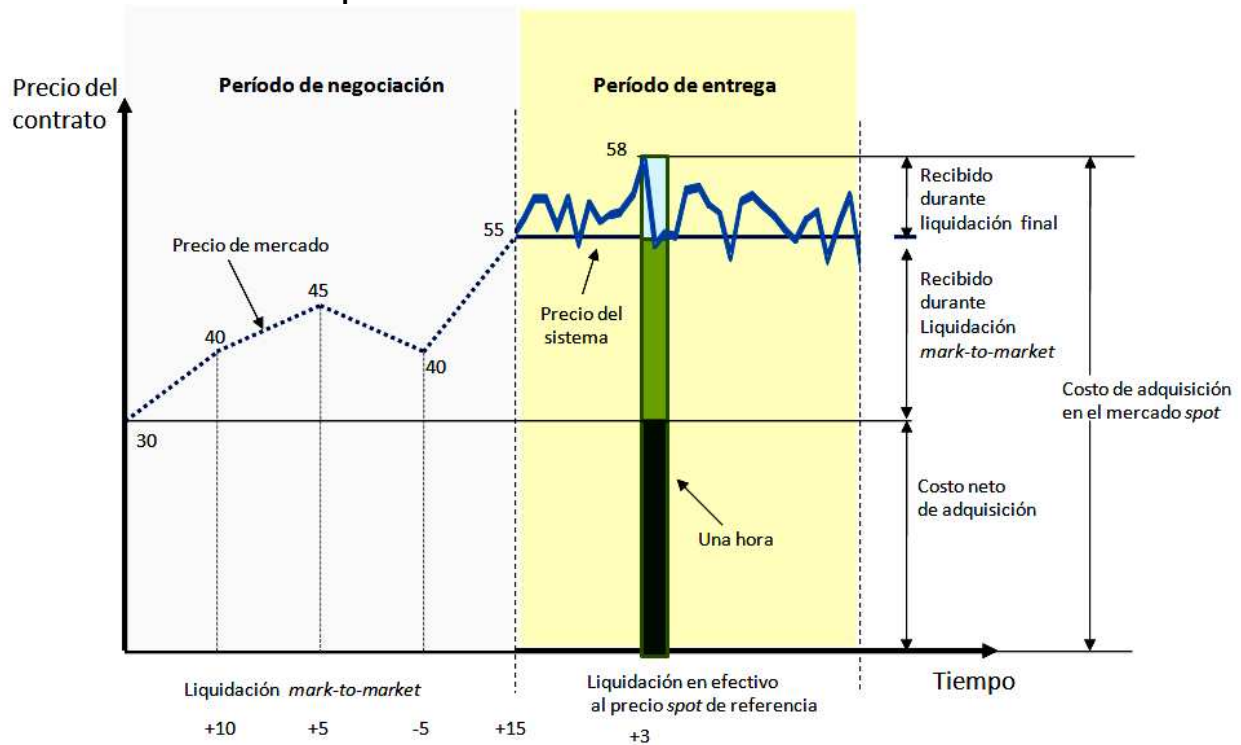
Donde E es electricidad y NO área nórdica. A partir de 2003, los contratos semanales fueron clasificados en bloques de ocho contratos consecutivos en un ciclo continuo. En el 2005, el Nord Pool redujo el número de semanas de 8 a 6 enfocándose en la liquidez.

En el 2007, fueron introducidos los contratos Peak load, por lo que el Nord Pool empezó a negociar con éstos contratos las cinco semanas siguientes. La liquidación de los contratos de futuros puede ser de dos maneras: *Mark-to-market* o liquidación en base a el precio spot final, después de que el contrato venza.

La liquidación *mark-to-market* cubre las ganancias o pérdidas de cambios diarios en el precio de mercado por cada contrato. La liquidación final, que empieza al vencimiento del contrato, cubre la diferencia entre el precio de cierre del contrato y el precio del sistema del Nord Pool (System Price) en el plazo de entrega.

Como ejemplo el gráfico 2, muestra la manera en que funciona el proceso de liquidación de los contratos de futuros, es decir, una liquidación diaria:

**Gráfico 2. Liquidación de los contratos de futuros en el Nord Pool**



**Fuente:** *Trade at Nord Pool ASA's financial market. Nord Pool 2007.*

El gráfico 2, ejemplifica el tipo de liquidaciones mencionadas anteriormente, es decir: un miembro del mercado adquiere un contrato de futuros a un precio de 30 euros por megavatio/hora. Durante el periodo de negociación (*trading*), desde la fecha que se adquirió el contrato hasta la fecha de su vencimiento, el precio del contrato en el mercado se incrementa hasta 55 euros por megavatio/hora, el cual es el precio de cierre del contrato antes de la entrega.

La liquidación diaria *mark-to-market* le permite al poseedor del contrato obtener una ganancia de 25 euros por megavatio/hora (55-30), es decir, en el transcurso gana 10 euros, gana 5, pierde 5 y al final gana 15 = 25 euros de ganancia por megavatio hora, por lo que el poseedor vende el contrato y gana 25 euros durante el periodo de negociación antes de que venza el contrato.

En la liquidación final, que empieza cuando el contrato llega a la fecha de vencimiento, el poseedor del contrato obtiene la diferencia entre el precio spot del mercado y el precio de cierre del contrato de futuros, es decir 3 euros más. Y



para una hora específica –mostrada en los gráficos 2 y 3 como “una hora” escogida al azar-, el poseedor del contrato, con la liquidación *mark-to-market* más la liquidación final, ha obtenido una ganancia de 28 euros por megavatio/hora.

Si el poseedor del contrato hubiera adquirido la electricidad en el mercado, al precio spot en una hora determinada, la electricidad le hubiera costado 58 euros por megavatio/hora, en vez de lo anterior, acudió al mercado de futuros. De este modo, en el mercado de futuros obtuvo un beneficio de 28 euros por megavatio/hora. El costo total, con cobertura en el mercado de futuros y con compra física en el mercado spot, es entonces igual al precio cubierto de 30 euros por megavatio/hora<sup>7</sup>.

### 5.1.2 Contratos *forwards*

La nueva estructura de contratos *forward* en el Nord Pool comprende contratos *base load* para todos los meses del año, así como contratos trimestrales en todo el año y anuales, es decir:

-Month (ENOMmmm-yy) base load Month contract for calendar month mmm and year yy.

-Quarter (ENOQx-yy) base load Quarter contract for quarter x (3 calendar months) and year yy.

-Year (ENOYR-yy) base load Year contract for year yy period = 1 January – 31 December.

Los contratos mensuales son puestos en una base continua rotativa de 6 meses, no sujetos a divisiones, los contratos trimestrales son divididos en meses y los contratos anuales son divididos en trimestres, dependiendo de las especificaciones del contrato.

---

<sup>7</sup> NORDPOOL.

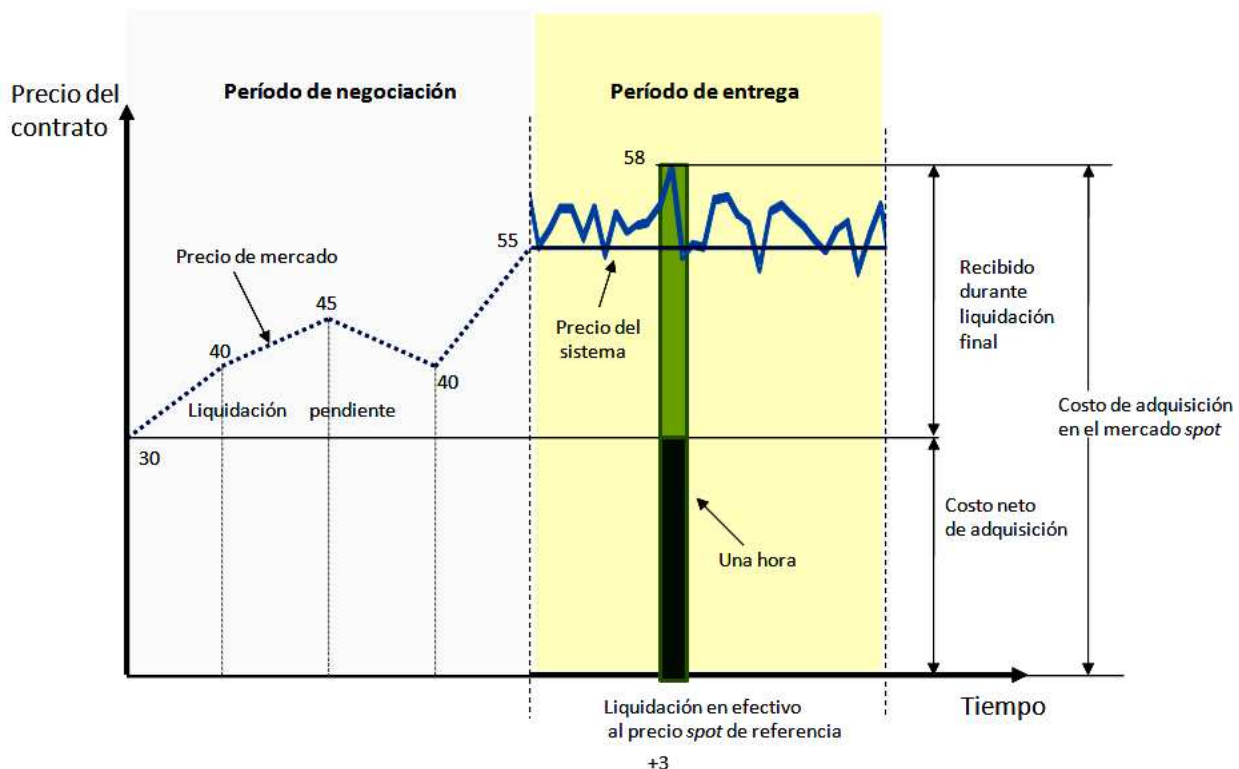
Los contratos *peak* que cubren un periodo de tiempo de 8 a 20 hrs. de lunes a viernes son inscritos para las 5 semanas más cercanas (ENOPLWww-yy), 2 meses (ENOPLMmmm-yy), 3 trimestres(ENOPLQx-yy) y un año (ENOOLYR-xx).

Durante el periodo de negociación (*trading period*) del contrato *forward*, es decir el tiempo que transcurre desde que se adquiere el contrato hasta que vence, no existe liquidación *mark-to-market*, sino que las pérdidas o ganancias que se generen en dicho lapso serán abonadas cuando venza el contrato.

Durante el periodo de entrega, a partir de la fecha de vencimiento, se requiere por parte del miembro de mercado que adquirió el contrato, de efectivo en una cuenta, la liquidación de todo el periodo de entrega se lleva a cabo de la misma manera que se hace en los contratos de futuros.

Existe mucha similitud entre los contratos de futuros y los *forwards*, el siguiente ejemplo, mostrado en el gráfico 3, lo demuestra:

**Gráfico 3. Liquidación de los contratos forward en el Nord Pool**



Fuente: Trade at Nord Pool ASA's financial market. Nord Pool 2007.

En este caso, como ya se comentó, no existe una liquidación diaria, sino que las pérdidas y ganancias que se producen en el periodo de negociación, se acumulan y se pagan cuando el contrato vence, a partir de que el contrato vence se hace exactamente lo mismo que en el contrato de futuros.

### 5.1.3 Contratos por diferencias (CfD)

Los contratos por diferencias fueron introducidos para ofrecer cobertura entre las diferentes áreas. En mercados eléctricos como el Nord Pool, compuesto por los países nórdicos, no existía la cobertura perfecta por las diferencias que se producían entre los precios *spot* de cada país.

El precio de referencia en los contratos *forward* y futuros es el del *Nord Pool AS System Price*<sup>8</sup>. Los costos de entrega física de electricidad son determinados por los precios actuales de cada área. -Los precios de cada área difieren del precio del sistema Nord Pool cuando existen limitaciones en la red de transporte-, por lo que los *CfDs* permiten a los miembros del mercado (*Exchange members/ Clearing members*), cubrirse de dichos riesgos en las diferencias entre áreas.

Puesto que el Nord Pool se divide en diferentes áreas, ya que lo componen 4 países nórdicos, existen diferentes precios en cada una de ellas. Los contratos *forwards* y futuros sólo podrían tener una cobertura perfecta sin congestiones en las redes de transporte, ya que el precio del sistema sería igual al precio del área. Sin embargo no es así, los precios son diferentes, por ejemplo en el 2004 sólo el 25,3% del tiempo los precios fueron iguales (precio sistema = precio área). La cobertura con *forwards* y futuros implican un riesgo de base<sup>9</sup> igual a la diferencia entre el *System Price* y el precio del área en la que se encuentra el poseedor del contrato.

---

<sup>8</sup> Precio spot de referencia en el mercado eléctrico Nord Pool.

<sup>9</sup> Basis risk. Es el riesgo asociado con una cobertura imperfecta de futuros o forwards. Podría surgir a causa de la diferencia entre precios, fechas de vencimientos etc.

Para conseguir dicha cobertura se tiene que seguir el siguiente proceso:

1. Cubrir el volumen requerido usando contratos *forwards*
2. Cubrir cualquier diferencia en los precios, por el mismo periodo y volumen, utilizando CfDs.
3. Llevar a cabo las adquisiciones físicas negociando en el mercado spot del área donde se localiza el miembro de mercado.

**Tabla 1. Nord Pool ASA negocia CfDs en las siguientes diferencias de precios de zonas:**

<b>CfDs nombre y referencia de la zona</b>	<b>CfD definición</b>
Noruega	$\Delta P$ = precio en la zona de Oslo - Precio del sistema
Suecia	$\Delta P$ = precio en la zona de Estocolmo - Precio del sistema
Finlandia	$\Delta P$ = precio en la zona de Helsinki - Precio del sistema
Oeste Dinamarca	$\Delta P$ = precio en la zona de Aarhus - Precio del sistema
Este Dinamarca	$\Delta P$ = precio en la zona de Copenhague - Precio del sistema
SYGER	$\Delta P$ = Precio Phelix alemán - Precio del sistema

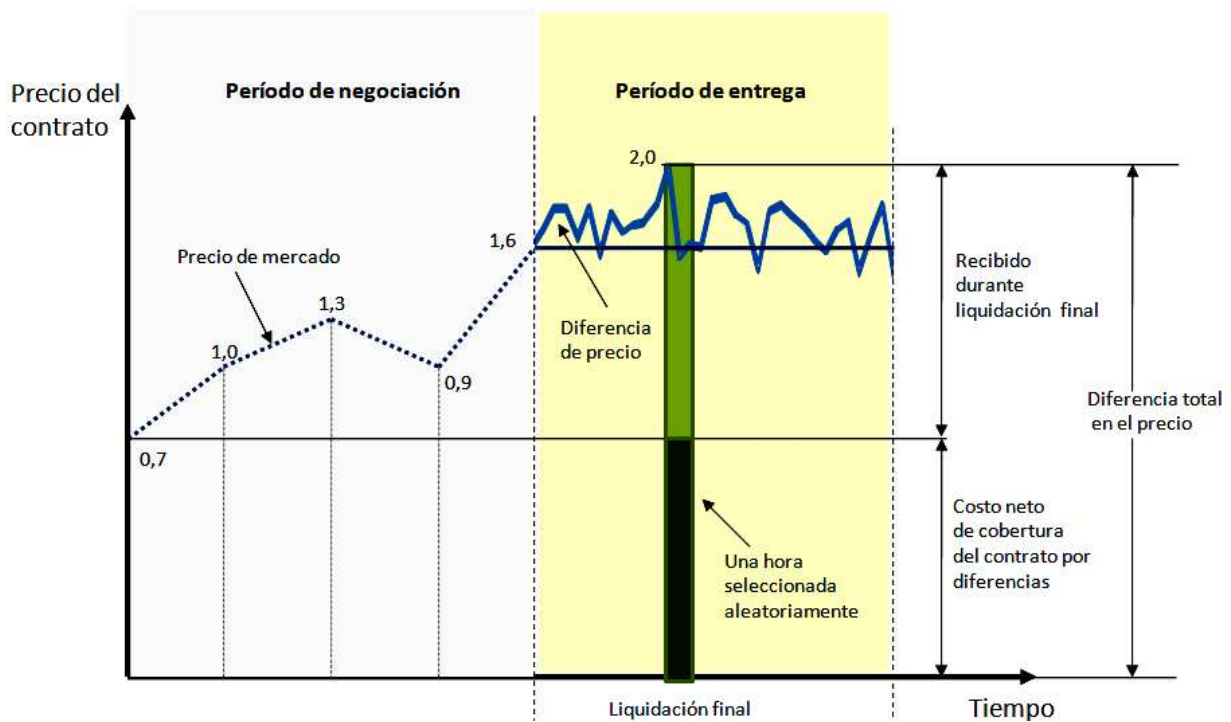
**Fuente: Nord Pool ASA.**

En realidad CfD, es un contrato *forward* con referencia a la diferencia entre el precio de cada área y el precio del sistema. El precio de mercado de un CfD, durante el periodo de negociación, refleja las predicciones del mercado de la diferencia en los precios durante el plazo de entrega.

Es decir, el precio CfD puede ser positivo, si las expectativas del mercado son que el precio de un área específica sea mayor que el precio del sistema, sin embargo, será negativo si las expectativas del mercado son que el precio del

sistema sea mayor que el precio de un área determinada. A continuación el siguiente gráfico 4, muestra un ejemplo de la liquidación en un contrato por diferencias.

**Gráfico 4. Ejemplo de un contrato por diferencias**

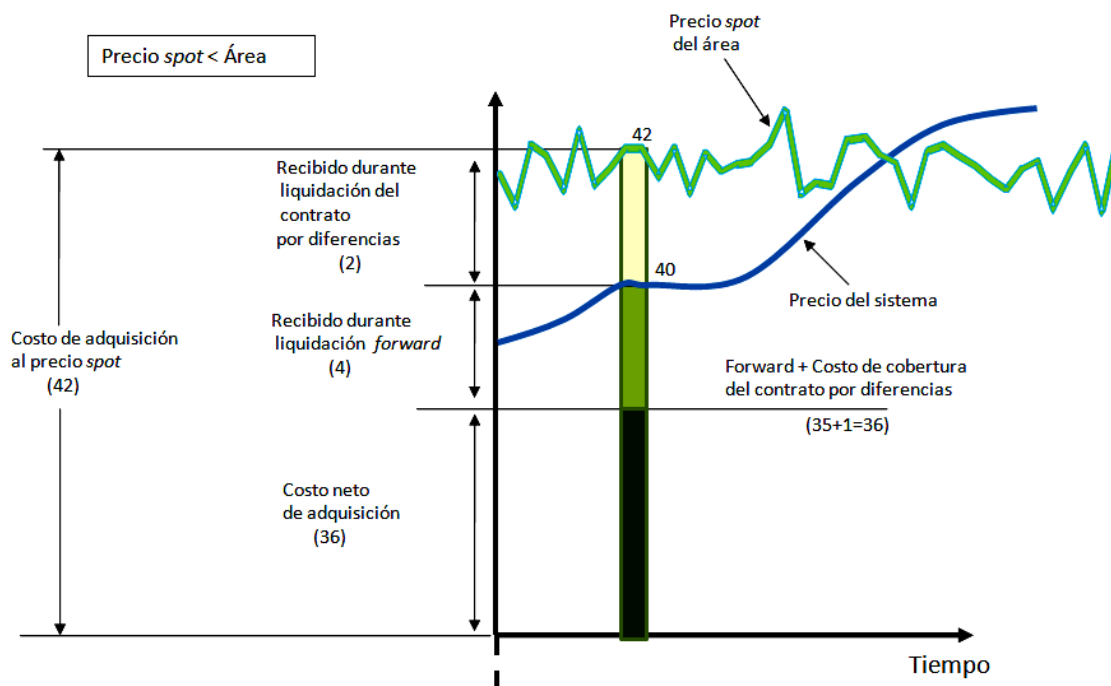


**Fuente:** *Trade at Nord Pool ASA's financial market. Nord Pool 2007.*

En este gráfico 4, se muestra el ejemplo de un miembro de mercado compra un contrato por diferencias a un precio de 0,7 euros por megavatio hora, en este caso sin cobertura *forward* por el volumen adquirido. Durante el periodo de negociación el precio del contrato se incrementa hasta 1,6 euros por megavatio hora, y para una hora al azar específica, el poseedor del contrato recibe (2 euros – 0,7 euros/megavatio hora), es decir, 1,3 euros por megavatio hora. El costo de comprar en el mercado spot a una determinada hora es de 2,0 euros megavatio hora, por encima del precio del sistema. Sin embargo, el costo neto del poseedor del contrato será igual al precio cubierto de 0,7 por megavatio hora.

Pongamos un ejemplo utilizando una cobertura perfecta, como lo ejemplifica el siguiente gráfico 5, con los contratos por diferencia y *forward*: El miembro de mercado sigue los dos primeros pasos, que se han mencionado, para conseguir una cobertura perfecta, es decir, a comprado un contrato *forward* a un costo de 35 euros por megavatio hora para cubrir el precio spot del Nord Pool y compra también un contrato por diferencias de 1,0 euro por megavatio hora para cubrir cualquier diferencia que surja en el área. El costo total de la cobertura es de 36 euros por megavatio hora.

**Gráfico 5. Cobertura perfecta utilizando CfDs y Forward.**

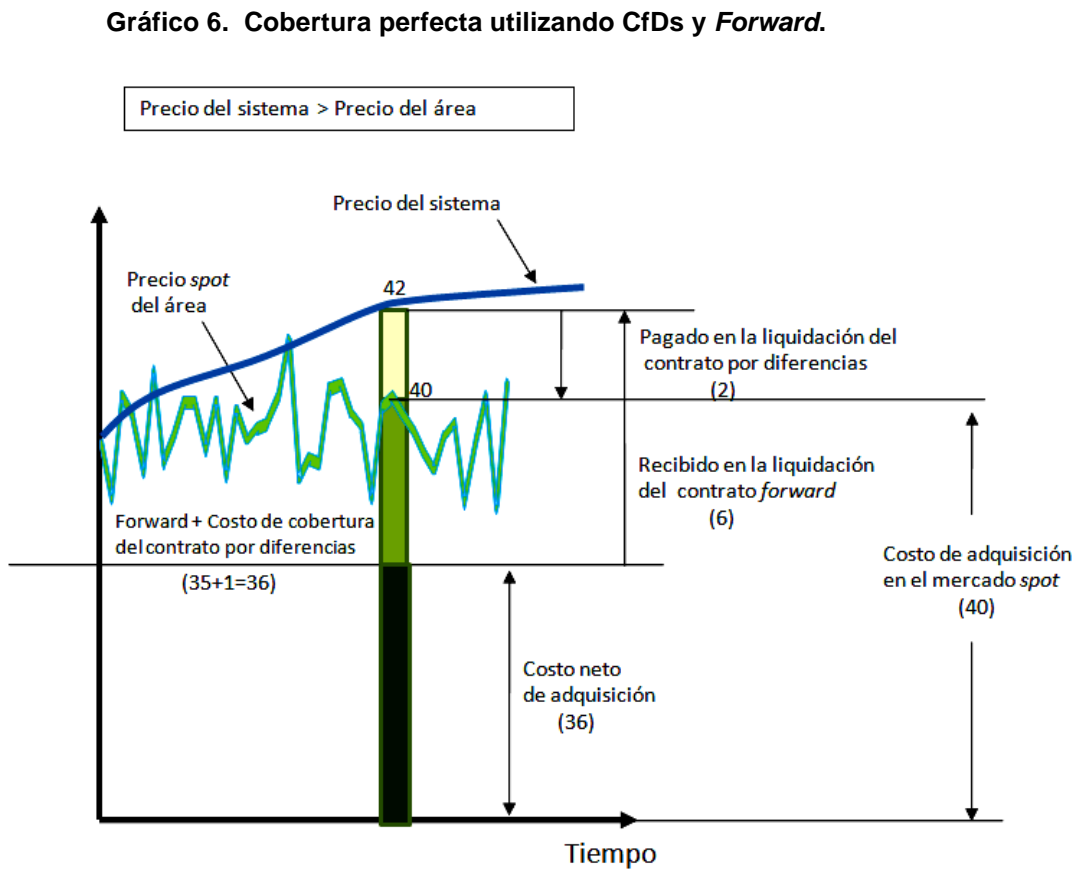


**Fuente: Trade at Nord Pool ASA's financial market. Nord Pool 2007.**

En este caso, en el gráfico 5, el precio spot del sistema es menor que el precio del área en una hora específica, es decir el precio del área está en 42 euros por megavatio hora y el precio del sistema está en 40 euros por megavatio hora. En la liquidación *forward* durante el plazo de entrega, el poseedor del contrato recibe 4 euros por megavatio hora, mientras que en la liquidación CfDs

recibe 2 euros megavatio hora. El costo neto de adquisición es de 36 euros, que es igual al costo de cobertura inicial del *forward* más el CfDs.

Pongamos un segundo ejemplo, en el gráfico 6, durante otra hora específica, el precio del sistema está en 42 euros megavatio hora y el precio del área está en 40 euros megavatio hora, es decir por debajo del precio del sistema. Por lo que en la liquidación *forward* el poseedor del contrato recibe 6 euros y paga 2 euros megavatio hora en la liquidación CfDs. Otra vez el costo neto de adquisición ha sido de 36 euros megavatio hora que es igual al costo inicial cubierto del *forward* y CfD. Como se muestra a continuación:



Fuente: Trade at Nord Pool ASA's financial market. Nord Pool 2007.

#### 5.1.4 Contratos de opciones

Las opciones en el Nord Pool son de tipo europeo, es decir, sólo pueden ser ejercidas en la fecha de ejercicio. Las opciones se combinan con los contratos de futuros y con los *forwards* para ofrecer una cobertura más sofisticada al mercado eléctrico. El subyacente de las opciones son los contratos *forwards* trimestrales y anuales.

El día de vencimiento de las opciones es el día en que se ejerce el derecho de comprar o vender el subyacente. El día de vencimiento es fijado el tercer jueves del mes antes de que empiece el periodo de entrega del contrato subyacente, tal cual es definido en las especificaciones del producto. El Nord Pool utiliza en las opciones la liquidación *delivery to strike*<sup>10</sup>.

El precio de ejercicio es un precio predefinido en el contrato subyacente. El Nord Pool fija cinco precios de ejercicio cuando las series de opciones están inicialmente listas para negociarse. Los precios de ejercicio<sup>11</sup> se basan en los precios de cierre de los *forward* subyacentes. El margen de intervalos entre los cinco precios son definidos en las especificaciones del contrato.

De este modo, se generan nuevos precios de ejercicio automáticamente cuando el precio negociado o el precio de cierre de un contrato *forward* subyacente, está en o por debajo (encima), del segundo precio de ejercicio más bajo (mas alto). La prima de la opción es cotizada en Euros/MWh y su *tick size*<sup>12</sup> es de 0,01euro. La prima es liquidada un día después de que la opción sea negociada. El tamaño del contrato de una opción es calculado multiplicando el número de megavatios por el número de horas del contrato subyacente.

---

<sup>10</sup> Liquidación *Delivery to strike*: Entrega del subyacente *forward* al precio *strike* (strike de la opción). La consecuencia de esta liquidación es que los beneficios y las pérdidas generadas por la opción serán liquidadas durante el periodo de entrega del *forward*, en vez de que sea al día siguiente del ejercicio de la opción.

<sup>11</sup> Podemos decir que son precios de ejercicio variables, ya que dependen del precio de cierre del contrato *forward*.

<sup>12</sup> Tick Size: es el monto mínimo que el precio de un subyacente puede fluctuar hacia arriba o hacia abajo.



### 5.1.5 Beneficios que los derivados eléctricos han traído al Nord Pool

Nord Pool ASA alcanzó, en el 2007, el mayor volumen negociado en los últimos tiempos en el mercado de derivados, de 1.060 TWh, por encima de los 766 TWh que se negociaron en el 2006, lo que supone que los derivados eléctricos negociados en el Nord Pool durante el 2007, se incrementaron en un 45,9%<sup>13</sup>. Esto indica que los derivados eléctricos han alcanzado un éxito considerable dentro de éste mercado y que son altamente líquidos.

El volumen total compensado (*clearing*) por el Nord Pool Clearing ASA, alcanzó los 2.369 TWh por encima de los 2.220 TWh del 2006. El número de transacciones negociadas y casadas<sup>14</sup> también mostraron un récord durante el 2007 de 159.337 transacciones, 12,9% por encima del año anterior. El valor de los contratos compensados y negociados durante el 2007 asciende a 81,6 mil millones de euros.

En enero de 2008, el Nord Pool lanzó los contratos de derivados internacionales a los mercados eléctricos de Alemania y Holanda, de este modo internacionaliza los derivados. La empresa sueca Vattenfall AB, será la operadora (*market maker*) de los nuevos contratos. Estos contratos comenzarán operaciones a partir del segundo trimestre de 2008<sup>15</sup>. El Nord Pool, a través de estos contratos busca crear competencia y complementarse con los beneficios de estos dos mercados.

El Nord Pool es líder en su mercado eléctrico y como cámara de compensación, provee de derivados eléctricos al mercado nórdico y ahora también a Alemania y Holanda. Ofrece una variedad de contratos a medida para las diferentes necesidades de los clientes, cuenta con más de 400 miembros en más de 20 países. Continuamente desarrolla productos para conocer las

---

<sup>13</sup> NORDPOOL, *Record volumes at Nord Pool in 2007*, POOL, N., Editor. 2008, Nord Pool ASA: Lysaker, Oslo.

<sup>14</sup> La diferencia entre transacciones negociadas y casadas, radica en que las transacciones negociadas hacen referencia a operaciones cerradas (lo que el operador de mercado ejecuta), Clearing, o casadas, sería la parte administrativa (casar operaciones entre contrapartidas, confirmaciones y liquidación)

<sup>15</sup> NORDPOOL, *Successful launch of international derivative contracts*, POOL, N., Editor. 2008, Nord Pool ASA: Lysaker, Oslo.

demandas del mercado, facilita la liquidez del mercado a través de sus competitivas tasas y estrechos márgenes.

La cámara de compensación del Nord Pool (*clearing house*), Nord Pool *Clearing*, es la contraparte de todos los contratos compensados (*cleared*) y de los volúmenes OTC reportados para *clearing*. Ésta garantiza la liquidación financiera de todos los contratos, por lo que se reduce la exposición al riesgo de todos los participantes. La casa de compensación ofrece una captura de posiciones que permite a los miembros utilizar su capital de la manera más efectiva. Los precios diarios son fijados al final de cada periodo de negociación para calcular las liquidaciones diarias y los *margin calls*.

En el anexo 1, se describen las especificaciones de los contratos de derivados eléctricos negociados en Nord Pool.

## **5.2 Derivados eléctricos que contribuyen a la eficiencia del mercado eléctrico australiano**

El mercado eléctrico australiano *Australia's National Electricity Market* (NEM), se estableció a partir de un amplio programa de reformas recomendadas por la *Industry Commission* durante la desregulación de su mercado eléctrico en 1990. Cuyos objetivos primordiales fueron fomentar la competencia y así mismo proveer de opciones a los consumidores. Como operador independiente del NEM, *The National Electricity Market Management Company* (NEMMCO), administra y opera el mercado spot y es responsable de todas las liquidaciones financieras de las operaciones *wholesale*<sup>16</sup> en el NEM.

---

<sup>16</sup> Las negociaciones en el mercado *wholesale* eléctrico son conducidas a través del mercado spot, donde el suministro a corto plazo y la demanda son casadas a través de un proceso de despacho centralmente coordinado. Los generadores presentan sus ofertas para el suministro del mercado con montos específicos de electricidad a precios específicos cada cinco minutos diariamente. De todas las ofertas presentadas, el sistema automatizado de NEMMCO selecciona a los generadores requeridos para producir electricidad, basándose en el principio de satisfacer la demanda prevaleciente de la manera más costo-eficiente. NEMMCO entonces despacha los generadores requeridos a producción. El precio de la oferta competitiva más cara, requerido para satisfacer la demanda, es denominado como el costo marginal de electricidad.

NEMMCO, actúa como cámara de compensación ya que colecta los pagos de los consumidores del mercado y paga a los generadores por su producción, así mismo, monitorea las posiciones financieras de todos los participantes del mercado en términos de su exposición financiera en el mercado spot. Facilita la liquidación de las negociaciones semanalmente a través del cálculo de la exposición de cada uno de los participantes utilizando los precios spot del mercado para las liquidaciones.

Más de 500 millones de dólares australianos a la semana son negociados en el NEM, por lo que es básico contar con instrumentos de cobertura que aseguren las actuales operaciones del mercado y la viabilidad e integridad financiera de todos los participantes. El volumen de negociaciones hechas en el NEM, es entre generadores y suministradores eléctricos, quienes principalmente utilizan los instrumentos de cobertura para reducir el riesgo en la volatilidad de los precios spot.

Mientras que factores de riesgo, como cambios inesperados en los niveles de suministro y demanda, limitaciones en el transporte, interrupciones en las redes, etc. contribuyen a la volatilidad en los precios spot; el uso de instrumentos derivados reduce sustancialmente la exposición financiera de los participantes y conduce a precios spot más estables.

Los participantes del NEM, cubren dichos riesgos con el uso de instrumentos derivados, y lo hacen principalmente de manera bilateral (OTC), con acuerdos a corto y a largo plazo basados en contratos acordados o en el precio de ejercicio (*strike price*), por volúmenes específicos de electricidad. Estos contratos operan independientemente del NEM y del NEMMCO (Administrador del NEM) y separadamente del proceso de equilibrio entre la oferta y demanda cuando los generadores son programados y despachados a producción.

---

En el pool eléctrico, un precio establecido, es calculado cada cinco minutos para cada región del NEM, el cual es basado en la oferta más cara por parte de un generador, requerida para satisfacer la demanda regional. Los seis precios fijados cada media hora son después promediados para establecer el precio spot para cada intervalo de negociación de 30 min., para cada región del NEM. Si la demanda de electricidad se incrementa, más caros serán los generadores que entren a producción.

Por ejemplo, un *retailer* que compra electricidad en el NEM en representación de sus clientes, enfrenta el riesgo de que pueda subir el precio spot de electricidad a niveles que excedan lo que éste quiera transmitir a sus clientes. Para reducir este riesgo, el *retailer* puede decidir usar un instrumento derivado, como los contratos de futuros, *swaps* eléctricos y opciones, para cerrar -en precios fijos- el volumen de electricidad que intenta comprar. De este modo, el *retailer* está eliminando cualquier exposición que pudiera tener a futuros incrementos en los precios spot y, en el proceso, cerrando la operación en un nivel de precio que le permita mantener un margen de ganancia aceptable.

Similarmente, un generador eléctrico, puede también desear adquirir un contrato para cubrir los riesgos en el precio, asociados con los precios spot eléctricos bajos. Del mismo modo que el *retailer*, el generador también quiere asegurar que puede conservar un margen de ganancia por la electricidad producida. En consecuencia, el generador negociará un contrato financiero para asegurar un precio fijo por esa electricidad. Debido a esto, el generador puede estar dispuesto a tomar la posición contraria al *retailer* en el mercado financiero.

Los derivados eléctricos negociados en el NEM son regulados por *The Australian Securities and Investments Commission* (ASIC). Los derivados más utilizados por los participantes son los *swaps*, que permiten, a los generadores y a los consumidores del mercado *wholesale* de electricidad, maneras de cerrar con precios fijos, la electricidad que ellos intentan producir o consumir en un futuro.

También utilizan las opciones, incluidas las *cap*, *floors* y *collars*, (entre otras), que ejemplificaremos a continuación. Estos dos derivados *swaps* y opciones, entre otros, son negociados en el mercado OTC. Adicionalmente a estos contratos OTC, los participantes también cubren sus riesgos acudiendo al mercado organizado de futuros, el *Sydney Futures Exchange*, donde se negocian contratos de futuros y contratos de opciones estandarizadas. Los derivados en el NEM se negocian independientemente de los contratos de entrega física.

A partir del 2005, se establece el *Australian Energy Market Commission* (AEMC), reemplazando al *National Electricity Code Administrator*,<sup>17</sup> quién anteriormente administraba en *National Electricity Code* (una serie de reglas del NEM). AEMC,<sup>18</sup> ahora se encarga de la publicación y administración de las reglas del NEM, así mismo contiene controles prudenciales para el manejo de los derivados entre los participantes del NEM, lo que provee un marco regulatorio para el manejo eficiente por las partes intervinientes en las negociaciones del NEM. A continuación se describen los derivados eléctricos utilizados en el NEM.

### 5.2.1 Contratos *Swap* en el mercado eléctrico australiano

Los contratos swaps son acuerdos entre dos partes para el intercambio de flujos de efectivo en el futuro. Estos acuerdos definen las fechas en que dichos flujos serán pagados, y la manera en que serán calculados. Usualmente el cálculo de los flujos de efectivo involucra el valor futuro de tasas de interés, precios *spot* u otras variables. En el caso del mercado Australiano, los swaps los utilizan generadores y suministradores para cubrirse con precios fijos, de las variaciones ocurridas en los precios *spot*.

El siguiente ejemplo sirve para clarificar cómo, generadores y suministradores en el NEM, pueden usar los contratos *swap* en el mercado australiano, para ganar protección contra movimientos adversos en los precios *spot*.

Supóngase que el suministrador (*retailer*) A, tiene necesidad de comprar 100 megavatios de electricidad durante los próximos 6 meses, para cubrir las compras físicas de electricidad hechas a éste por sus clientes. Para protegerse contra el riesgo de una subida drástica en los precios *spot* durante los próximos

---

<sup>17</sup> *National Electricity Code Administrator* (NECA): el cual fue establecido, en un principio, para administrar el *National electricity Code*. En este Código Nacional de Electricidad, se establecen un conjunto de reglas en cuanto a la operación de los contratos de suministro eléctrico independientes del estado

<sup>18</sup> AEMC *Australian Energy Market Commission*[Disponible en línea en <http://www.aemc.gov.au/index.php>].

seis meses, en una región particular del NEM, el suministrador (*retailer*), decide comprar un *swap* a precio fijo de electricidad por los 100 megavatios íntegros de carga, a un precio de ejercicio (*strike price*) de \$30 por megavatio/hora. A través de la compra del *swap*, el suministrador esta cerrando en un precio promedio de \$30 por megavatio/hora, la electricidad que él mismo sin el contrato hubiera intentado comprar en el mercado *spot*.

La contraparte de ésta transacción es un generador en la misma región del NEM que similarmente busca establecer un precio fijo para la electricidad que intenta producir durante el mismo periodo de seis meses. Adentrándose en éste contrato *swap*, las dos partes están esencialmente cometiendo un intercambio de efectivo basado en cualquier incremento o caída en los precios *spot* (de la posición *swap* de \$30 por megavatio/hora).

En el primer día de liquidación de este contrato *swap*, se asume que el precio *spot* promedio de electricidad, en esa región en particular, ha subido a \$40 por megavatio/hora. En este caso, el generador compensará al suministrador (*retailer*), con \$10 por cada megavatio/hora de electricidad comprada al precio *spot* (hasta los 100 megavatios del contrato *swap*). El costo neto de energía comprada por el suministrador (*retailer*), será, como consecuencia, equivalente al precio fijo de \$30 megavatio/hora acordados en el contrato *swap*. NEMMCO, entonces, pagará al generador el precio *spot* de \$40 por megavatio/hora, y el generador pagará al suministrador (*retailer*), \$10 por megavatio/hora, para satisfacer los términos del contrato *swap*.

Los participantes del mercado necesitan especificar cómo serán determinados los flujos de efectivo para el *swap*, como parte del contrato *swap*. Por ejemplo, si un contrato *swap* especifica que la liquidación es basada en precios punta (*peak prices*), esto significa que los flujos de efectivo serán calculados usando los resultados de los precios *spot*, durante los periodos de horas punta. Actualmente, en Australia, los periodos de horas punta son definidos desde las 7:00 a.m. a las 10:00 a.m. de lunes a viernes.

De otro modo, si la base del *swap* es precios valle, entonces se utilizarán precios *spot* que están determinados fuera de los precios punta definidos. Los

contratos a precios fijos (*flat price*), mientras tanto, representan los resultados de precio en cualquier momento del día o se la semana y cubren ambos periodos, pico o valle.<sup>19</sup> Los contratos swap en el NEM, se utilizan básicamente para cerrar acuerdos, de la electricidad que se piensa consumir o vender, a precios fijos, es decir, para cubrir fluctuaciones en los precios cuando se adquiere o se vende electricidad a largo plazo, a ciertas tasas de interés<sup>20</sup>.

### 5.2.2 Contratos de Opciones en el mercado australiano

Un mayor beneficio de las opciones es que dan a los compradores la posibilidad de abandonar o descartar la gestión de comprar electricidad bajo el acuerdo de la opción, en caso de que el precio spot se mueva de tal manera que el ejercicio de la opción se vuelva nada rentable.

Por ejemplo, un suministrador, que compra una opción para ganar protección contra incrementos en el precio spot, puede subsecuentemente abandonar la opción (con la pérdida de la prima), en caso de que el precio spot caiga en vez de subir. En esta circunstancia, el suministrador sería capaz de tomar una gran ventaja del (más bajo, que anticipado) resultado del precio spot y su pérdida sería limitada al valor de la prima pagada por la opción. El vendedor de la opción se queda con la prima, independientemente de si el comprador de la opción eventualmente ejerce la opción o no.

#### 5.2.2.1 *Caps, Floors and Collars* negociados en el mercado eléctrico australiano

Estas opciones son las más negociadas en el mercado eléctrico australiano. Como el nombre lo indica, las opciones *Cap* permiten a su poseedor fijar un límite máximo en el precio que pagará por la electricidad. Por ejemplo, un

---

<sup>19</sup> NEMMCO, *Australia's National Electricity Market Trading Arrangements in the NEM*. NEMMCO, 2004: p. 1-36. p.27

<sup>20</sup> Ibidem. P.29.

*Cap* que es pactado a un precio de ejercicio de \$40 por megavatio/hora, asegura que no importa cuán alto pueda crecer el precio spot de la electricidad, el precio máximo que el poseedor de la opción pagará por la electricidad cubierta bajo la opción será de \$40 por megavatio/hora. Similarmente, un contrato *Floor* pactado a \$40 por megavatio/hora asegurará que no importa que tan bajo caigan los precios spot de la electricidad, el mínimo precio por la cantidad de electricidad especificada en la opción será de \$40 por megavatios/hora.

En ciertas circunstancias, un suministrador o generador pueden también desear negociar con opciones *Collars*. Estos son instrumentos que esencialmente combinan a ambos: opciones *Cap* y opciones *Floor*. Usando *Collars*, el suministrador o generador pueden fijar una banda de precios, con los cuales, las dos partes estén de acuerdo producir o consumir electricidad en el futuro. Los grupos específicos de precios seleccionados, son altamente negociables entre las dos partes al tiempo de comprar la opción Collar.

Los suministradores compran opciones *cap* para asegurar precios fijos máximos por las futuras compras de electricidad, sin embargo, los generadores utilizan las opciones *floor* para asegurar un mínimo precio al que venderán su output.

### 5.2.3 Futuros negociados en bolsa en el mercado eléctrico australiano

Los contratos futuros de electricidad en el mercado australiano son negociados en bolsas registradas como el *Sydney Futures Exchange* y *The Australian Stock Exchange*, que a partir de julio de 2006 se fusionaron y crearon *The Australian Securities Exchange* (ASX). ASX, ahora se encarga de todas las negociaciones de cobertura y de los derivados, es decir, de las opciones y futuros eléctricos. Algunos contratos en 2007 se siguieron llamando *SFE futures and options* y *ASX futures and options*, para que los usuarios pudieran identificar cuáles son las reglas que se aplicaban en cada caso<sup>21</sup>. Los contratos de futuros y

---

<sup>21</sup> GEER, K.V.D., *Futures*. 2008, Product Manager, Interest Rate Products: Sydney, Australia.



opciones eléctricos están actualmente activos en SFE, operados por *Australian Securities Exchange* y diseñados por D-cyphaTrade.

Los futuros y opciones eléctricos dentro del ASX, a diferencia de los contratos que se negocian en mercados OTC, tienen la característica de que están altamente estandarizados en términos de amplitud del contrato, un mínimo en las fluctuaciones de los precios permitido y fechas de vencimiento etc.

Los futuros y las opciones eléctricas en un mercado organizado cuentan con una cámara de compensación que regula todas las operaciones y proporciona a los participantes del mercado eléctrico la liquidez que proporcionan los intermediarios financieros y compañías energéticas y a su vez la ampliación del número de contrapartes disponibles en las transacciones, en éste caso esa cámara de compensación es *The Australian Securities Exchange*.<sup>22</sup>

#### **5.2.3.1 Beneficios que los derivados eléctricos han traído al mercado eléctrico australiano**

A continuación la tabla 2, muestra la evolución que han mostrado los derivados eléctricos en el mercado australiano OTC y organizado *futures and options SFE*, desde el 2002 hasta el 2007, evolución que ha contribuido a la eficiencia de este mercado, y a su vez a la economía de Australia -argumenta el secretario del Tesoro de Australia, Chris Pearce, en el *Australian Financial Market Report 2007-*, ya que los derivados eléctricos proveen de mecanismos a las corporaciones e instituciones financieras que permiten un eficiente manejo del riesgo y optimización de sus recursos. Es el resultado de la colaboración del gobierno de Australia, instituciones reguladoras e instituciones financieras que trabajan conjuntamente para el manejo justo y eficiente de los mercados financieros.

---

<sup>22</sup> NEMMCO.

**Tabla 2. Volumen de ventas total anual del mercado de derivados eléctrico australiano.**

	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	% Change
OTC Electricity Derivatives (million megawatt hours)	235	219	199	177	337	90.4
SFE Electricity Futures and Options		1	1	2	12	500.4

**Fuente: *Australian Financial Markets Report*. AFMA 2007.**

Los derivados eléctricos OTC, se muestran en millones de megavatios hora y los futuros y opciones del SFE, en miles de millones de dólares australianos. En los derivados eléctricos OTC se ha mostrado un incremento en el volumen de ventas del 2007, con respecto al 2006, de 90,4%. Mientras que el volumen de ventas de futuros y opciones eléctricos SFE muestra un drástico incremento de 500,4%.

El fuerte crecimiento experimentado en el volumen total de ventas OTC, por estados integrantes del NEM, se desglosa de la siguiente manera: crecimiento del 54% por parte de Nueva Gales del Sur, 92% por parte de Victoria, 131% por parte del sur de Australia y un 146% en Queensland.

Crecimiento fuertemente impulsado por los incrementos en los *swaps*, *caps* y *swaptions*<sup>23</sup>, mientras que los *collars* y las opciones asiáticas<sup>24</sup> experimentaron significativas disminuciones.

El impacto actual de la sequía en Australia, junto con cuestiones relacionadas con la fiabilidad de las plantas de generación interconectadas en las regiones del NEM (creciente demanda y el desequilibrio en la oferta en cuanto a capacidad de generación eléctrica), en el periodo 2006-2007, se ha reflejado en

---

<sup>23</sup> Un *swaption*: es una opción que forma parte de un *swap* en una fecha futura y a una predeterminada tasa fija. Los términos, el que paga el *swaption* y el que recibe el *swaption*, indica si el comprador del *swaption* tiene el derecho a pagar o a recibir los pagos de la tasa fija.

<sup>24</sup> Se denominan opciones asiáticas a aquellas cuyo valor depende del promedio de los valores que ha tenido el subyacente durante la vida (o parte de ella) de la opción. Pablo Fernández (1996)

la volatilidad de los precios, por lo que ha aumentado considerablemente el volumen de instrumentos de cobertura<sup>25</sup>.

A continuación en la tabla 3, aparece desglosado el volumen total de ventas anual 2006-2007, en el mercado OTC. Mientras que en la tabla 4, aparece el volumen total de ventas de futuros y opciones ASX negociado entre el 2006 y 2007, el cual presenta un incremento notable con respecto a los años anteriores.

**Tabla 3. Volumen total de ventas anuales OTC en megavattios hora**

TOTAL OTC ELECTRICITY ANNUAL TURNOVER (megawatt hours)								
Instruments	Survey Year	Counterparty Type				Total <sup>a</sup>	% of Total	
		Generators	Retailers	Intermediaries	Other		<12 months	>12 months
Swaps	2002-03	117,513,152	55,580,746	18,092,682	81,375	191,267,954	45.8%	54.2%
	2003-04	86,085,646	39,862,007	17,835,457	1,814,486	145,597,596	43.1%	56.9%
	2004-05	72,930,691	47,212,661	25,029,544	2,018,865	147,191,760	57.5%	42.5%
	2005-06	64,926,834	38,970,630	33,500,960	5,486,992	142,885,416	38.2%	61.8%
	2006-07	116,430,911	97,686,486	45,718,862	19,532,516	279,368,775	72.2%	27.8%
	% Change	79.3	150.7	36.5	256.0	95.5		
Caps	2002-03	3,840,595	5,964,476	1,710,720	0	11,515,791	59.9%	40.1%
	2003-04	9,539,898	23,965,054	3,719,025	0	37,223,977	39.3%	60.7%
	2004-05	11,970,873	7,220,771	4,393,793	0	23,585,436	65.0%	35.0%
	2005-06	10,186,310	8,821,495	3,124,213	39,300	22,171,318	39.3%	60.7%
	2006-07	21,556,627	21,107,650	1,908,240	0	44,572,517	58.2%	41.8%
	% Change	111.6	139.3	(38.9)	(100.0)	101.0		
Swaptions	2002-03	6,827,229	8,280,615	1,819,351	0	16,927,195	43.3%	56.7%
	2003-04	6,818,014	3,484,150	3,058,388	0	13,360,551	49.4%	50.6%
	2004-05	6,750,570	356,400	2,485,320	0	9,592,290	89.4%	10.6%
	2005-06	50,160	1,096,320	670,200	0	1,816,680	85.9%	14.1%
	2006-07	6,155,720	2,474,280	3,192,220	0	11,822,220	38.6%	61.4%
	% Change	12172.2	125.7	376.3	na	550.8		
Collars and Asian Options	2002-03	2,019,874	783,294	310,430	0	3,113,598	73.3%	26.7%
	2003-04	2,258,730	1,867,864	3,323,715	0	7,450,309	61.3%	38.7%
	2004-05	5,069,700	2,955,300	4,807,140	0	12,832,140	61.5%	38.5%
	2005-06	1,725,878	2,322,885	370,680	0	4,419,443	32.3%	67.7%
	2006-07	136,800	219,120	130,800	0	486,720	58.5%	41.5%
	% Change	(92.1)	(90.6)	(64.7)	na	(89.0)		

**Fuente: 2007 Australian Financial Markets Report. AFMA**

<sup>25</sup> AFMA, *2007 Australian Financial Markets Report*. Australian Government. Invest Australia y Australian Securities Exchange, 2007.

Existe un gran aumento experimentado en el uso de los derivados eléctricos, no sólo en el mercado OTC, sino que también en el mercado organizado desde 2002 hasta 2007. Este aumento, que se refleja en las tablas anteriores, muestra una considerable necesidad del uso de derivados con el paso del tiempo.

**Tabla 4. Volumen negociado en derivados eléctricos ASX en megavatios hora.**

ASX TRADED VOLUMES (MEGAWATT HOURS)						
Breakdown	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	% Change
Futures	6,681,630	29,341,116	22,823,433	42,027,498	207,172,533	392.9
Quarterly Options	0	61,950	0	0	114,450	na
Quarterly Options	0	0	744,600	7,324,920	26,472,720	261.4
Caps	0	0	279,504	5,106,744	9,235,200	80.8
Total	6,681,630	29,403,066	23,847,537	54,459,162	242,994,903	346.2

**Fuente: 2007 Australian Financial Markets Report. AFMA**

En la tabla 4, se muestra una negociación que abarca desde 6.681.630 megavatios hora en el 2002-2003 hasta 242.994.903 en el periodo de 2006-2007, aumento drástico de 236.313.273 megavatios hora.

El uso de dichos instrumentos de cobertura sofisticados se hace cada vez más necesario ante los cambios que se están experimentando en la actualidad, cambios que fomentan la competencia como la actual desregulación de los mercados eléctricos en la mayor parte del mundo, pero cambios que también implican diversos riesgos, riesgos en la manera de generar la energía, riesgos en el transporte de la misma, riesgos de escasez ante la necesidad de un suministro inmediato por la misma naturaleza de la electricidad, etc.

Los derivados negociados OTC cuentan con una gran flexibilidad, son hechos a medida de las necesidades de los clientes, los derivados negociados en mercados organizados, sin embargo, no cuentan con tanta flexibilidad pero cuentan con gran liquidez respaldada por una cámara de compensación, que garantiza todas las operaciones.

En el anexo 2, se describen las especificaciones de los derivados eléctricos, negociados en el NEM.

### 5.3 Derivados eléctricos en Alemania

Alemania comenzó la desregulación de su mercado eléctrico a partir de la publicación de la *Act on the Supply of Electricity and Gas* en 1998, que en principio permitió la libre elección de suministro a los consumidores finales<sup>26</sup>. Después de una serie de regulaciones dentro del proceso de liberalización, <como dice Al Sunaidy y Richard Green (2006), “¿Desregulación o mas bien Re-regulación?”>, en Alemania nace, bajo la fusión de LPX *Leipzig Power Exchange* y the *Frankfurt-based European Exchange*, el mercado *wholesale* EEX, *European Energy Exchange*, en el 2002. Con más de 200 participantes de más de 20 países, EEX, es el mercado más importante en Europa continental. Es un mercado altamente regulado, cuyas operaciones son supervisadas por EEX *Market Surveillance*, organismo autónomo e independiente del mercado EEX, bajo la *German Exchange Act*. Este organismo hace sus reportes a las autoridades alemanas: *Exchange Supervisory Authority -The Saxon Ministry for Economic Affairs and Labour-* y a el *Exchange Council*<sup>27</sup>.

EEX, se basa en un modelo que consiste en generar una mayor flexibilidad, una alta cobertura del mercado e incrementos en los volúmenes a través de *spin-offs*<sup>28</sup> y de fusiones, para establecerse como líder eléctrico en Europa en un futuro. La negociación en el mercado spot fue derivada a una compañía independiente –EEX *Power Spot GmbH-* en el 2007. Mientras que en el 2008, el mercado de derivados eléctricos, surge como una empresa subsidiaria independiente –EEX *Derivatives Markets GmbH-*. EEX, sigue siendo en su totalidad dueño de estas dos subsidiarias.

Diariamente las transacciones eléctricas, subastas, negociaciones continuas de electricidad –con entrega en Alemania, Austria y Suiza para el día siguiente- toman lugar en el mercado Spot.

---

<sup>26</sup> OCAÑA, C., *Competition in electricity markets*. 2001, Paris: OECD and International Energy Agency.

<sup>27</sup> EEX *About EEX*[Disponible en línea en <http://www.eex.com/en/Press%20Room/About%20EEX>].

<sup>28</sup> Spin-off: es un término anglosajón que se refiere a un proyecto nacido como extensión de otro anterior, o más aún de una empresa nacida a partir de otra mediante la separación de una división, subsidiaria o departamento de la empresa para convertirse en una empresa por sí misma.

Considerando la posición clave en la que se encuentra este mercado en el sistema de electricidad europeo, el desarrollo del mercado eléctrico organizado alemán fue crucial para el desarrollo del comercio de electricidad en Europa.

Desde que se implementó en el 2002, su crecimiento ha sido lento pero constante en su volumen de negociación en el mercado *day-ahead*, hasta llegar grandes volúmenes de negociación capaces de competir con el resto de los mercados eléctricos Europeos. La negociación spot en el segmento de mercado *day-ahead*, ahora corresponde al 11% del consumo total de electricidad en Alemania. Sus datos de liquidez pueden reflejar el hecho de que EEX y Alemania, se encuentren en el centro de las negociaciones de electricidad en Europa. Los participantes en el mercado eléctrico en Europa, perciben al mercado *day-ahead* EEX, como un mercado en equilibrio para las negociaciones en Europa continental.

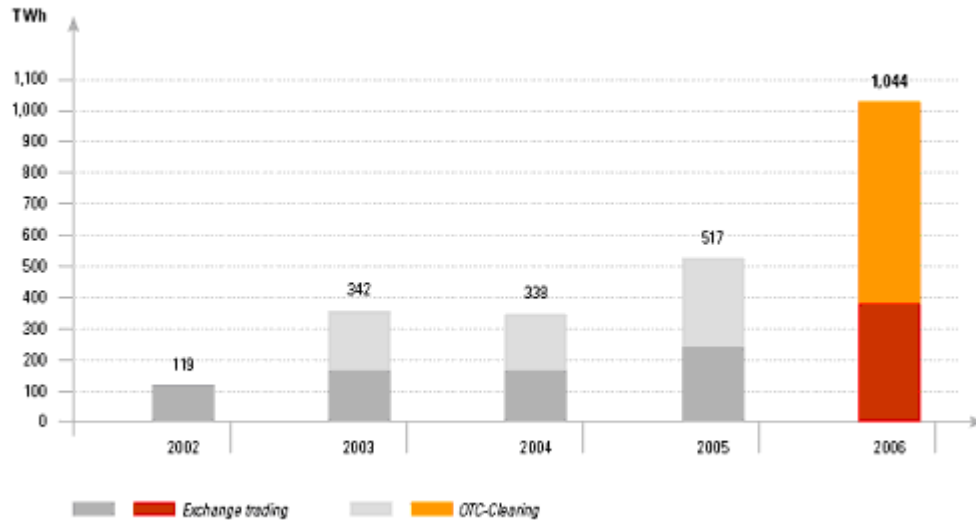
En el gráfico 1, -mostrado al inicio del capítulo- se ve el desarrollo del volumen de negociación en Europa en el mercado *wholesale*, comparándose EEX, con los mercados eléctricos más importantes de Europa; llevando la delantera, en cuanto a volumen de negociación, Nord Pool.

Comparando los dos mercados principales en cuanto a volumen de negociación, Nord Pool y EEX, el primero lleva la delantera en el volumen total de negociación de contratos eléctricos alcanzando en 2007, un volumen de 2.369 Twh, mientras que EEX, por debajo muestra un volumen de negociación de contratos eléctricos total de 1.273 Twh. En lo referente a contratos de derivados eléctricos, EEX, alcanza en el 2007 un volumen de negociación de 1.150 Twh.

EEX, en su volumen de negociación en Twh, incluye la contratación OTC, es decir, es una suma entre el volumen en el mercado organizado y el mercado OTC. EEX, es el segundo mercado en volumen de contratación en Europa por debajo del Nord Pool, pero no deja de ser un mercado altamente líquido. El gráfico 7, ejemplifica la manera en que EEX (Alemania), distribuye sus cifras del volumen de ventas hasta el 2006.

**Gráfico 7. Volumen de ventas mercado derivados eléctricos**

Volumen del mercado de derivados



Fuente: Annual Report 2006. European Energy Exchange.

### 5.3.1 Derivados eléctricos negociados en EEX

Los derivados eléctricos negociados en EEX, son futuros sobre precios spot. También se negocian contratos de opciones, pero éstas son sobre índices de futuros, no sobre los precios spot.

Los futuros, llamados *Phelix Futures*, son contratos financieros cuyo subyacente son los precios eléctricos del mercado spot, específicamente del índice *EEX Index Phelix*. En el mercado de derivados de EEX, los *Phelix Futures*, son negociados para el mes en curso, los próximos 6 meses, 7 trimestres y 6 años. Los futuros se clasifican en *Base Load* y *Peak Load*, dependiendo del periodo en que se realice la liquidación. Sus subyacentes son igualmente los índices de precios spot *Phelix Base Load* y *Phelix Peak Load*.

El índice *Phelix Base Load*, (con entrega física), es el promedio de todos los precios de la subasta del mercados spot de EEX para las áreas alemanas y austriacas. El índice *Phelix Peak Load* toma en cuenta los precios horarios de las horas punta (8:00 am hasta 8:00 pm) de lunes a viernes.

Las ventajas de los *Phelix Futures* son la alta liquidez, la cobertura de los precios a futuro y la segura y profesional liquidación de las transacciones<sup>29</sup>. Las especificaciones de los contratos de futuros y de opciones se encuentran al final en el anexo 3.

### 5.3.2 Clearing en EEX

ECC AG, subsidiaria de EEX, es la cámara de compensación que se encarga de todo lo relacionado con el *clearing*, es decir, actúa como contraparte de todas las transacciones, evitando así el riesgo a los participantes ya que responde por todas las transacciones.

Los participantes de mercado tienen que depositar en cuentas bancarias márgenes por sus obligaciones contraídas, en este caso, ya sea que haya adquirido una opción, que la haya vendido, o que haya comprado o vendido un futuro.

### 5.3.3 Beneficios de los derivados eléctricos en EEX

Al parecer todos los mercados eléctricos que manejan derivados sobre los precios eléctricos, como en este caso futuros y opciones, son exitosos. En específico, el mercado EEX, en sus cifras del mercado spot avanza de manera normal o bien en las cifras de derivados sobre otras *commodities*, pero especialmente los derivados eléctricos incrementan sustancialmente los ingresos de los mercados, como es el caso de EEX, y son muy exitosos, basta ver las cifras que tienen año con año respecto al mercado spot, para darse cuenta que los derivados eléctricos avanzan en su contratación de manera acelerada. ¿Acaso esto se debe a que la electricidad es una *commodity* que necesariamente tiene que ser cubierta? Podemos decir que si, por las siguientes razones con las que varios autores coinciden: el hecho de que la electricidad necesariamente

---

<sup>29</sup> EEX *Phelix Futures Derivatives*[Disponible en línea en <http://www.eex.com/en/Products/Power/Phelix%20Futures%20%7C%20Derivatives>].



tiene que ser suministrada al instante, junto con las escasas o nulas formas de almacenamiento, no olvidándonos de la demanda desmesurada y por su puesto, la estacionalidad, aumentan la volatilidad, es decir, el riesgo en el incremento inesperado en los precios futuros.

El hecho de que el mercado eléctrico EEX, tenga un lugar privilegiado dentro de la UE, y como ya mencionamos, por lo cual se incrementa la liquidez, hace necesario que el mercado cuente con instrumentos derivados efectivos para una mejor distribución del riesgo, distribución que hace que los participantes de mercado consideren a EEX un mercado confiable. La confianza en un mercado es invaluable.

**Tabla 5. Cifras clave del European Energy Exchange A.G.**

Cifras clave del European Energy Exchange AG.		2002	2003	2004	2005	2006	Change 2005-2006
<b>Profit and loss accounting</b>							
Sales revenue	k€	9,377	15,248	15,962	23,474	37,795	61%
Earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation (EBITDA)	k€	-9,048	1,414	-192	7,560	11,449	51%
Earnings before interest and taxes (EBIT)	k€	-20,255	-2,055	-3,328	4,479	8,282	85%
<b>Balance (31 December)</b>							
Assets	k€	27,366	23,984	21,007	18,051	15,378	-15%
Equity	k€	30,196	28,471	25,473	28,847	34,403	19%
Balance total	k€	52,984	66,720	60,379	67,029	93,814	40%
<b>Key figures for core business</b>							
<b>Spot Market</b>							
Volume Spot Market Power	TWh	31	49	60	86	89	3%
Volume Spot Market Emission Allowances (EUA)	EUA	0	0	0	2,748,791	8,774,846	219%
Value of traded products Spot Market (market capitalisation)	k€	698,670	1,448,056	1,691,912	4,170,158	4,898,507	17%
Participants Spot Market		102	102	111	120	136	13%
<b>Derivatives Market</b>							
Volume Derivatives Market Power	TWh	119	342	338	517	1,044	102%
Volume Derivatives Market Emission Allowances (EUA)	EUA	0	0	0	448,000	2,925,000	553%
Volume Derivatives Market Coal	t	0	0	0	0	1,949,000	
Value of traded products Derivatives Market (market capitalisation)*	k€	2,882,097	10,653,396	11,929,380	22,029,866	58,750,267	167%
Participants Derivatives Market		39	44	52	59	76	29%
<b>Corporate key figures</b>							
Employees (average for the year)		35	28	30	33	37	12%
Sales revenue per employee	k€	268	545	532	711	1,021	44%
Return on equity	%	-66	-6	-12	12	16	
Equity ratio	%	57	43	42	43	37	

Fuente: Annual report 2006. EEX AG<sup>30</sup>.

<sup>30</sup> EEX, *Annual Report 2006*. European Energy Exchange, 2006: p. 1-74. p.3.

En la tabla 5, se muestra la evolución que ha tenido el volumen de ventas de los derivados eléctricos en EEX, desde el 2002 hasta el 2006, incrementos en Twh. que en algunos casos superan el 100% con respecto a los años anteriores. La cámara de compensación tuvo éxito, en particular, por el beneficio de los altos volúmenes alcanzados en el mercado de derivados eléctricos de EEX, y el incremento significativo en las ventas en 2006<sup>31</sup>.

---

<sup>31</sup> Ibidem. P.49

## **Capítulo 6. Análisis y comparación de la volatilidad de los precios medios diarios *spot* OMEL y la introducción de los contratos de futuros OMIP. Caso español**

## Capítulo 6. Análisis y comparación de la volatilidad de los precios medios diarios *spot* OMEL y la introducción de los contratos de futuros OMIP. Caso español

Experiencias en países desarrollados nos han demostrado que la introducción de un mercado de derivados al mercado eléctrico ha sido beneficiosa para la reducción de la volatilidad en los precios *spot*. Esto se debe a que los derivados absorben parte de la volatilidad.

En este capítulo se quiere demostrar que la entrada del mercado de futuros OMIP a España y Portugal, la cual se dio en julio de 2006, contribuyó a que se redujera –incluso anticipadamente– la volatilidad experimentada en los precios medios *spot* diarios del mercado eléctrico español OMEL. Para tal efecto se seleccionó y analizó una serie de datos históricos –precios *spot* medios diarios OMEL– comprendida desde abril de 2003 hasta mayo de 2008.

En primer lugar se calculó la volatilidad de dichos precios diarios siguiendo el trabajo de Hull<sup>1</sup>. Posteriormente se realizó una regresión, detectando un cambio en la pendiente a partir de la entrada de tales contratos. Luego se reafirmó la hipótesis con el programa estadístico *Eviews*, donde a través del Método de Chow<sup>2</sup> igualmente se obtuvieron indicios de la existencia de un cambio de tendencia en la volatilidad de los precios a partir de la entrada de los contratos de futuros.

Se consideró el mercado eléctrico español ya que es un mercado de reciente creación y su diseño siguió la misma estructura del Nord Pool, el cual hasta el momento ha funcionado exitosamente<sup>3</sup>. Del mismo modo, puede ser

---

<sup>1</sup> Hull, J.C., *Options, Futures and Other Derivatives*. 6a ed. 2006, New Jersey: Prentice Hall.; p. 286-288.

<sup>2</sup> Chow, G., *Test of Equality Between Sets of Coefficients in Two Linear Regressions*. *Econometrica*, 1960. **28**(3): p. 591-605.

<sup>3</sup> El Nord Pool ha tenido muy buenos resultados con instrumentos de cobertura del riesgo –derivados–, esta experiencia de la implantación de derivados ha sido muy satisfactoria ya que ha contribuido a la liquidez del mercado y a la garantía de suministro para el consumidor. –Véase capítulo 5–

considerado un modelo de mercado a seguir<sup>4</sup> para la creación de mercados eléctricos desregulados en otros países.

MIBEL es el mercado único de electricidad entre España y Portugal, entró en funcionamiento el 3 de julio de 2006. Se decidió seguir el modelo adoptado por Nord Pool, es decir, la creación de un mercado financiero paralelo a Mibel, con productos que ayudaran a reducir la volatilidad de los precios de la energía eléctrica. De este modo, se estableció un único operador del mercado y dos operadores del sistema, donde el operador del mercado tiene dos polos. El primero de ellos se sitúa en Madrid y se trata de OMEL español, que en el mercado ibérico se denomina OMIE y es responsable del mercado *spot*. El otro, que se ubica en Lisboa, es OMIP, el cual es responsable del mercado a plazo. Así mismo, los operadores del sistema son Red Eléctrica de España (REE) y Red Eléctrica Nacional (REN), de Portugal.

De esta forma, al mercado de producción eléctrico organizado con transacciones diarias *spot* se le añade el mercado libre con transacciones a plazo y futuro. En un inicio, en la creación del MIBEL se unieron seis grandes empresas, las cuales mostraron su apoyo al nuevo mercado energético: Endesa, Iberdrola, EdP-Hidrocantábrico, Unión FENOSA, la italiana Enel Riesgo y Gas Natural. En esta primera etapa se introduce dentro del mercado español la posibilidad de acudir al gestor OMIP de Portugal para comprar a plazo.

El objetivo de este capítulo es demostrar que los contratos de futuros pueden reducir la volatilidad en los precios *spot*, ya que éstos facilitan la transferencia de riesgo desde aquellos agentes que no lo desean, hacia aquellos otros que tienen un mayor grado de tolerancia al mismo.

## 6.1 Estimando la volatilidad

La volatilidad es una medida de incertidumbre sobre los rendimientos proporcionados por los precios -en este caso- de la electricidad. Aquí ésta será enfocada a través de  $\sigma$ , que es la desviación estándar del rendimiento

---

<sup>4</sup> Stridbaek, U., *Lessons from liberalised electricity markets*. International Energy Agency, 2005: p. 1-224. P.94-97.

proporcionado por los precios eléctricos en un año, cuando el rendimiento se expresa utilizando la composición continua.

Para estimar la volatilidad se puede utilizar un registro de los movimientos en los precios eléctricos. Se define aquí  $\sigma_n$  como la volatilidad de un mercado variable en el día  $n$ , estimada al final del día  $n - 1$ . Para estimar la volatilidad del precio medio *spot* diario OMEL se sigue el siguiente proceso:

- 1 Se calcula la tasa de rendimiento para cada periodo de tiempo
- 2 Se convierten los rendimientos simples en rendimientos compuestos continuos. Esto se logra obteniendo el logaritmo de la razón entre el precio de un periodo entre el del anterior.
- 3 Se calcula la desviación estándar del rendimiento del precio, tal como fue definido en el punto anterior.
- 4 Se anualiza la desviación estándar multiplicando por un factor de corrección.

Matemáticamente lo anterior puede desglosarse de la forma siguiente. Sean:

$n + 1$ : número de observaciones (para  $S_i$ )

$S_i$ : Precio eléctrico al final del intervalo  $i$  (para  $i = 0, 1, 2, \dots, n$ )

$\tau$ : Duración del intervalo de tiempo en años.

Se calculan los rendimientos de los precios:

$$u_i = \ln\left(\frac{S_i}{S_{i-1}}\right)$$

Una estimación usual de la desviación estándar de  $u_i$  es decir  $\sigma_n$ , viene dada por<sup>5</sup>:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2},$$

donde  $\bar{u}$  es la media de  $u_i$ .

Una vez que calculamos  $s$ , lo dividimos entre  $\sqrt{\tau}$  para anualizar nuestra volatilidad, quedando:

$$\hat{\sigma} = \frac{s}{\sqrt{\tau}}$$

Siendo  $\tau$ , uno entre el número de días que cotiza el subyacente al año, es decir, se trata de la fracción de año que representa cada uno de los periodos (en este caso días) para los que se tiene dato. Este factor de anualización depende entonces de la frecuencia de los datos. Los precios *spot* cotizan 365 días al año por lo que  $\tau = 1/365$ <sup>6</sup>.

Una de las causas de la volatilidad en los precios *spot* –las cuales hemos explicado a lo largo de la tesis-, es que la electricidad es una *commodity* que no es almacenable y que por lo tanto debe ser suministrada al instante. Esto implica que no existen inventarios que se traduzcan en beneficios, de tal forma que todos los factores que puedan dañar este suministro contribuyen a la volatilidad en los precios *spot*. Por ejemplo, el hecho de que no llueva en una

---

<sup>5</sup> Es necesario conformarnos con una estimación que se obtiene a partir de la muestra que estamos aquí empleando, pues es muy complicado conocer la distribución exacta, así como sus parámetros, del proceso de rendimientos.

<sup>6</sup> Esto es así por que los precios *spot* eléctricos cotizan 365 días del año, a diferencia del mercado bursátil que suele operar un promedio de 250 días, dependiendo del país que se trate y sus respectivos días feriados.

región en donde la mayoría de la energía es generada por hidroelectricidad, conlleva a una escasez y a su vez a un desequilibrio y aumento en los precios.

Cabe destacar que no existe una responsabilidad colectiva en el consumo, y como en la mayoría de los países las tarifas que pagan los usuarios finales están subsidiadas por el gobierno, no existen incentivos para que los usuarios dejen de consumir en momentos punta, -aunque al parecer España ya ha tomado recientemente previsiones al respecto, al aumentar los precios de la electricidad a los consumidores finales. De este modo se habría de reducir el déficit presupuestario y se cubrirían los costes de generación<sup>7</sup>-.

Por otro lado, las condiciones climáticas, como por ejemplo el exceso de calor en el verano o de frío en el invierno, hacen precisamente que este consumo desmesurado por parte de los consumidores finales aumente. Esto es, en tales lapsos la demanda se vuelve inelástica ante los cambios de precios y dicha rigidez hace que los precios aumenten. Otro factor que tampoco podemos dejar de mencionar es que la volatilidad de los precios de los combustibles utilizados

---

<sup>7</sup> “En 2000, 2001 y 2002, el precio del suministro eléctrico establecido en las tarifas que paga cada consumidor resultó insuficiente para cubrir los costes en que incurrieron las compañías distribuidoras de electricidad. El déficit tarifario conjunto del trienio fue de más de 1.500 millones de euros. En 2003, el Gobierno, al reconocer los errores de previsión cometidos en las tarifas de 2000, 2001 y 2002, aceptó que las distribuidoras eléctricas recuperasen los 1.500 millones.

En 2005 se volvió a incurrir en error de previsión y, por tanto, también se registró déficit tarifario. Frente a un precio medio (ex-ante) del kW/h de 3,895 céntimos de euro previsto en las tarifas, al finalizar el año se comprobó que el precio (ex-post) realmente registrado en el mercado había sido de 6,575 céntimos de euro, casi un 69% superior. Consecuentemente, el déficit tarifario generado en 2005 ha sido de 3.800 millones de euros. En 2006, la tarifa eléctrica prevé que el precio medio de un kW/h sea de 4,235 céntimos de euro; si el precio medio registrado a lo largo del año supera tal precio, volverá a contabilizarse déficit tarifario.

¿Por qué se produce el déficit tarifario? La respuesta radica en que a lo largo del año el precio del mercado eléctrico, que supone en torno al citado 44% del precio total del suministro, puede diferir, en mayor o menor medida, del previsto al inicio del año. Tal discrepancia es especialmente relevante cuando los costes variables de producción de la electricidad (los costes de los combustibles) crecen mucho; esto es lo que ocurre en 2005 y en 2006, por la subida de los precios del gas natural y del crudo de petróleo. Este encarecimiento de los hidrocarburos se ve agravado porque la electricidad generada con estos combustibles ha crecido en muy poco tiempo de forma sustancial: mientras en 2000 la electricidad producida en España mediante la utilización de hidrocarburos no llegó al 6%, en 2005 este porcentaje estuvo próximo al 24%; por el contrario, mientras que en 2000 más del 46% de la electricidad producida fue de origen hidráulico y nuclear, de coste variable muy reducido, este porcentaje desciende en 2005 al 31%”. Fuente: El País “*Una peligrosa política de precios de electricidad*”, Luis Albentosa, 21/05/2006.



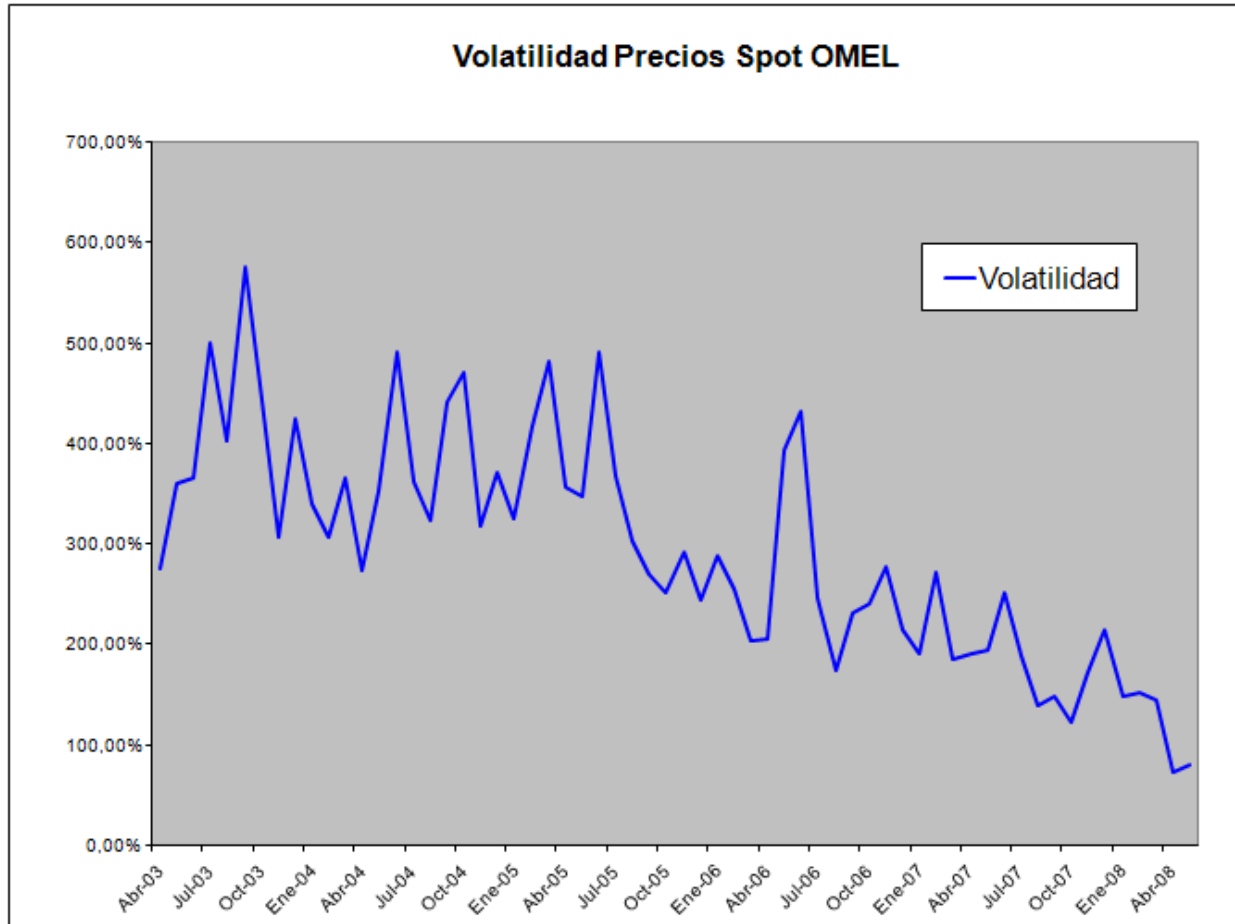
para la generación eléctrica, tales como el carbón, el gas natural y otros hidrocarburos, contribuye a su vez a la volatilidad de los precios *spot* eléctricos.

A continuación, en el gráfico 1, se expresa la volatilidad registrada en los precios *spot* medios diarios del mercado eléctrico español, usando su promedio mensual desde enero de 2003 hasta mayo de 2008, contando entonces con 62 observaciones. Ahí se tiene el primer indicio de que existe un cambio en la magnitud de la volatilidad a partir de que se iniciaron las negociaciones de la puesta en marcha del mercado a plazo MIBEL. Se puede apreciar con gran facilidad cómo la línea que expresa dicha volatilidad manifiesta un cambio de tendencia que inicia aproximadamente en julio de 2005. Esto se da a pesar de que el mercado entró en funcionamiento a partir de julio de 2006. La volatilidad registrada se redujo con anterioridad, entre otras razones, por la información que se va descontando previo a la entrada de los contratos de futuros<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Dentro de las disposiciones con rango de ley que regulan el sector eléctrico en España, se encuentra el *Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes del impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública* (BOE 14/03/05) que dice “La entrada en vigor del MIBEL, prevista para antes del 30 de junio de 2005, exige introducir, de forma inmediata, modificaciones en la regulación del mercado que adapten su funcionamiento a lo dispuesto en el mencionado convenio. Por otra parte, la reforma del sistema de liquidación de los CTC, sin prejuzgar su funcionamiento actual, retrasa la liquidación definitiva correspondiente al año 2004 hasta el 1 de enero de 2006, fecha en que el Gobierno pueda haber estudiado las conclusiones del libro blanco que se está elaborando sobre el mercado de producción en el sector eléctrico y, por tanto, disponga de criterios objetivos para su determinación efectiva. Otras reformas adoptadas se orientan a eliminar prácticas ineficientes en el ámbito de la distribución, como la coexistencia de varios distribuidores en un mismo ámbito territorial que puede llevar a la existencia de instalaciones redundantes y aumentar los costes de mantenimiento, con la consiguiente pérdida de eficiencia. A través de las reformas que se introducen, se evitan estas prácticas, partiendo de la premisa de que la distribución, tanto de electricidad como de gas natural, es una actividad regulada, que tiene carácter de monopolio natural, y sin perjuicio de que se habiliten cauces para el acceso de terceros a la red de distribución o la competencia por las autorizaciones, que eviten comportamientos oportunistas de los distribuidores”.

**Gráfico 1. Volatilidad anualizada de los precios *spot* del mercado eléctrico español desde enero de 2003 hasta mayo de 2008.**



Fuente: Elaboración propia con datos extraídos del mercado eléctrico español OMEL.

## **6.2 Relación entre la volatilidad de los precios *spot* medios diarios OMEL y la entrada de los contratos de futuros OMIP**

El objetivo de esta sección es encontrar el grado de relación –a través del modelo de regresión simple y variables dicotómicas- que tiene la volatilidad de los precios *spot* medios diarios del mercado eléctrico español, con la entrada de los contratos de futuros OMIP. Este evento se da en julio de 2006, pero debido a que el efecto anticipado en la información se generó desde mediados de 2005, es que en el cálculo de dicha regresión se puso énfasis en esta última fecha.

En las secciones siguientes se lleva a cabo, entonces, una regresión simple utilizando los datos de la volatilidad desde abril de 2003 hasta mayo de 2008, de los precios *spot* medios diarios OMEL. Ahí mismo se han incluido dichas variables dicotómicas, conocidas también como *dummies*, para intentar demostrar que a partir de la entrada de los contratos de futuros la volatilidad en los precios *spot* disminuye.

### 6.2.1 Análisis a través de regresión empleando *dummies*

Considerando que nuestra hipótesis consiste en demostrar que el cambio en la volatilidad de los precios medios diarios *spot* del mercado eléctrico español, -la cual fue advertida ya, al menos visualmente en el gráfico 1-, depende en buena medida de la entrada de los futuros al mercado eléctrico, es importante realizar un análisis de regresión.

Para realizar dicha regresión empleamos como variable dependiente (endógena) a la serie de volatilidad de los precios medios aritméticos *spot* diarios. Fueron tres las variables independientes (también llamadas exógenas o regresores) empleadas: la primera fue el tiempo; la segunda una variable *dummy* que parte al periodo en dos subperiodos, el primero de ellos, que va desde abril de 2003 a julio de 2005<sup>9</sup>, y el segundo sub-periodo va desde esta fecha hasta mayo de 2008; y la tercera es otra *dummy* que activa a la variable tiempo sólo en el segundo sub-periodo. Lo anterior se registra en la tabla 2.

---

<sup>9</sup> La decisión de ubicar justo aquí al punto de división del periodo obedece a que si bien la entrada de los contratos de futuros se dio en julio de 2006, el mercado bien pudo haber incorporado esta información desde julio de 2005, tal como se explica en la nota al pie número 6.

**Tabla 2. Volatilidad media diaria en los precios *spot* mercado eléctrico OMEL**

Mes-Año	Volatilidad	»1	»2	»3
Abr-03	276,25%	1	0	0
May-03	360,81%	2	0	0
Jun-03	366,17%	3	0	0
Jul-03	500,01%	4	0	0
Ago-03	403,22%	5	0	0
Sep-03	576,52%	6	0	0
Oct-03	442,77%	7	0	0
Nov-03	307,56%	8	0	0
Dic-03	424,78%	9	0	0
Ene-04	339,55%	10	0	0
Feb-04	307,32%	11	0	0
Mar-04	366,38%	12	0	0
Abr-04	274,34%	13	0	0
May-04	353,86%	14	0	0
Jun-04	492,16%	15	0	0
Jul-04	362,94%	16	0	0
Ago-04	323,30%	17	0	0
Sep-04	440,97%	18	0	0
Oct-04	471,67%	19	0	0
Nov-04	318,24%	20	0	0
Dic-04	372,51%	21	0	0
Ene-05	325,86%	22	0	0
Feb-05	417,11%	23	0	0
Mar-05	483,07%	24	0	0
Abr-05	357,48%	25	0	0
May-05	347,99%	26	0	0
Jun-05	490,79%	27	0	0
Jul-05	368,04%	28	1	28
Ago-05	302,77%	29	1	29
Sep-05	270,11%	30	1	30
Oct-05	2,523584033	31	1	31

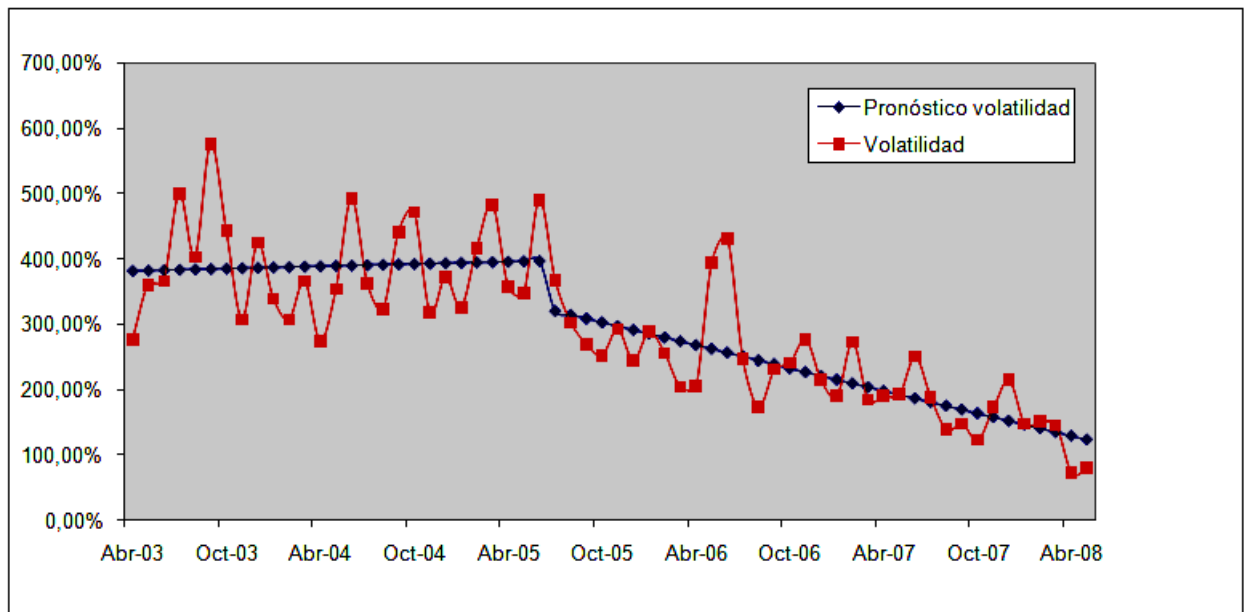
Mes-Año	Volatilidad	»1	»2	»3
Nov-05	292,68%	32	1	32
Dic-05	244,23%	33	1	33
Ene-06	288,76%	34	1	34
Feb-06	256,07%	35	1	35
Mar-06	204,45%	36	1	36
Abr-06	205,51%	37	1	37
May-06	393,98%	38	1	38
Jun-06	431,99%	39	1	39
Jul-06	246,78%	40	1	40
Ago-06	173,63%	41	1	41
Sep-06	231,60%	42	1	42
Oct-06	240,88%	43	1	43
Nov-06	276,86%	44	1	44
Dic-06	215,03%	45	1	45
Ene-07	190,28%	46	1	46
Feb-07	272,83%	47	1	47
Mar-07	184,60%	48	1	48
Abr-07	191,19%	49	1	49
May-07	193,67%	50	1	50
Jun-07	251,20%	51	1	51
Jul-07	188,45%	52	1	52
Ago-07	139,36%	53	1	53
Sep-07	148,11%	54	1	54
Oct-07	123,01%	55	1	55
Nov-07	173,02%	56	1	56
Dic-07	215,42%	57	1	57
Ene-08	147,60%	58	1	58
Feb-08	151,84%	59	1	59
Mar-08	145,48%	60	1	60
Abr-08	72,57%	61	1	61
May-08	79,77%	62	1	62

**Fuente:** Elaboración propia.

Antes de revisar los resultados numéricos de la regresión que con los datos de la tabla anterior se efectuó, conviene inspeccionar su resultado visualmente, lo cual se puede lograr al apreciar el gráfico 2. Ahí se expresa, por un lado, la serie de volatilidad de los precios *spot* medios diarios del periodo considerado; por otro lado, se ilustra la tendencia en la volatilidad según el modelo de regresión que aquí se ha empleado. Debe notarse el cambio drástico de la segunda serie, el cual se da a mediados de 2005. Esto sin embargo, no debe sorprendernos pues justamente ahí fue cuando las variables *dummies* fueron introducidas, ya sea en

la forma como se hizo con  $X_2$  o bien con  $X_3$ . Esto quiere decir que si dichas variables fueran insertadas en otro periodo la línea se quebraría en ese instante. No obstante, no ha sido accesorio para explicar la volatilidad el haberla considerado, pues ayuda a visualizar un cambio que parece presentar la línea de tendencia en la volatilidad justamente a mediados de 2005.

**Gráfico 2. Volatilidad de los precios medios *spot* diarios y tendencia en la volatilidad según el modelo de regresión**



**Fuente: Elaboración Propia.**

Procede ahora revisar los resultados propios de la regresión, mismos que aparecen en la tabla 3.

**Tabla 3. Resultados del análisis de regresión**

Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,828182614
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,685886441
R <sup>2</sup> ajustado	0,675238524
Error típico	0,650471637
Observaciones	62

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	54,50976074	27,25488037	64,41508004	1,45901E-15
Residuos	59	24,96368771	0,423113351		
Total	61	79,47344844			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	3,89024195	0,125183325	31,07635902	2,84542E-38	3,639750697	4,140733202	3,639750697	4,140733202
Variable X 2	0,926590966	0,517456364	1,790664936	0,078477591	-0,108836817	1,96201875	-0,108836817	1,96201875
Variable X 3	-0,057744594	0,01088665	-5,304165577	1,78183E-06	-0,07952873	-0,035960458	-0,07952873	-0,035960458

Fuente: Elaboración propia.

### 6.2.1.1 Coeficientes de la ecuación y pronóstico

En las estadísticas de la regresión, que aparecen en la parte superior de la tabla, se señalan variables que tienen que ver con el ajuste de la regresión, así como el número de datos, que como hemos señalado ya, es 62.

La ecuación de pronóstico es (la variable  $X_1$ , el tiempo, fue excluida pues en la regresión que la contemplaba resultó ser no significativa):

$$\text{Tendencia en la Volatilidad Precios} = 3,8902 + 0,9265 X_2 - 0,05774 X_3$$

El coeficiente para cada variable estima cuánto cambiaría la volatilidad de los precios medios diarios OMEL si aumentara en 1 la variable en cuestión y las demás permanecieran constantes. La variable que nos interesa en mayor medida es  $X_3$  pues es la que hace alusión al tiempo de entrada de los contratos de futuros. Como podemos observar, dicha variable presenta un valor de -0,05774,

lo que nos dice que cuando ésta aumente en uno, la volatilidad de los precios habría de bajar en -0,05774<sup>10</sup>.

#### 6.2.1.2 *P-Value* de los coeficientes

Más importante es atender la columna que en la tabla se titula “probabilidad” (se trata de los conocidos en la literatura especializada anglosajona como *P-Values*), pues en realidad poco nos importa el tamaño de los coeficientes, lo que sí es trascendental es determinar si éstos son o no estadísticamente diferentes de cero. Esto último lo sabremos si los valores que aparecen ahí son pequeños, y por “pequeños” debe entenderse números menores a 0,05 si es que queremos usar un nivel de confianza del 95%, o menores a 0,06 si usamos 94%, y así sucesivamente.

Para el análisis de este estadístico tenemos que asumir una hipótesis. En este caso las hipótesis nulas son:

Ho: Coeficiente  $X_2 = 0$

Ho: Coeficiente  $X_3 = 0$

La probabilidad de que el estadístico de prueba tome un valor aún más extremo que el que nosotros observamos es conocida como *P-value* de la prueba. Si el *P-value* observado en nuestro estadístico de prueba es menor que el nivel de significancia, entonces rechazamos la hipótesis nula<sup>11</sup>.

En este caso, tanto la variable  $X_2$  como la  $X_3$  manifiestan en efecto valores de probabilidad pequeños ( $X_2$  al 92%). Ambos nos indican que, en efecto, puede decirse que estadísticamente los coeficientes respectivos son diferentes de cero. Puesto en palabras simples, las *dummies* usadas sí están actuando de manera activa, o incluso más simple que eso, podemos decir que sí hay indicios del

---

<sup>10</sup> Este resultado debe tomarse con mucha cautela pues tiene importantes limitaciones que se derivan del uso únicamente de la variable tiempo (y *dummies* creadas entorno a ella).

<sup>11</sup> Murray, M.P., *Econometrics a Modern Introduction*. 1° ed. 2006, Boston: Pearson. 929. P.275.

cambio estructural, que en este trabajo hemos conjeturado que se sitúa alrededor del tercer trimestre de 2005.

#### 6.2.1.3 ESTADÍSTICO $t$ , Límites y otra información arrojada por la regresión

La columna de Estadístico  $t$  muestra la razón entre el coeficiente y el error estándar (error típico). En realidad, este estadístico tiene la siguiente forma genérica:

$$\frac{\hat{\beta} - \beta}{SE(\hat{\beta})} \sim t_{n-2}.$$

Donde  $\hat{\beta}$  indica el coeficiente estimado en cada uno de los cuatro casos (una intercepción y tres variables);  $\beta$  se refiere al valor contra el cual se lleva a cabo la prueba de hipótesis, que esta vez es cero (pues recordemos que estamos probando si los coeficientes resultantes son estadísticamente diferentes de cero);  $SE(\hat{\beta})$  es el error estándar del coeficiente estimado; y

$\sim t_{n-2}$  significa que el referido estadístico tiene una distribución  $t$  con  $n-2$  grados de libertad, que en este caso  $n=62$ .

Una vez obtenido el valor del estadístico anterior, procede compararlo con los valores críticos de las tablas propias de esa distribución. Sin embargo, no es necesario llevar a cabo esta revisión pues dentro de la columna de probabilidad (*P-Value*), ya está incorporada indirectamente esta información.

Para medir la bondad del ajuste (*goodness of fit* en la literatura anglosajona especializada) de la regresión se usa regularmente el coeficiente de determinación o  $R^2$ . Éste resulta de dividir la suma de los cuadrados de los residuos, que es explicada por la regresión, entre la suma de los cuadrados de los residuos totales. En la tabla 3, esta información aparece en la parte de



“análisis de varianza”, y nos arroja un coeficiente dado por

$$R^2 = \frac{24,9073}{54,5662} = 0,6866$$

Sólo como referencia, debemos recordar que una regresión que explique completamente a una serie de datos tendría un coeficiente igual a uno.

Otro de los estadísticos de esta sección es el  $R^2$  ajustado, que como su nombre lo dice, trata de “ajustar” el coeficiente de determinación según el número de regresores. Para explicar esto de manera mas clara supongamos que agregamos otra variable que *no explique* a nuestra variable endógena. En tal situación, sería de esperarse que el valor de  $R^2$  no disminuyera. Es decir, el introducir variables que no ayudan a explicar lo que nos interesa no tiene penalización alguna en el coeficiente de determinación sin ajustar. En cambio, cuando ajustamos el  $R^2$  sí se penaliza y esto nos ayuda a determinar si los regresores valen o no la pena. Como podemos observar, este valor (0,6704) es muy parecido al de la  $R^2$ , lo que nos permite ver que no hemos introducido variables de manera ociosa.

### 6.2.2 Punto de Quiebre de Chow

Para darle un mayor soporte a los resultados anteriores se ha utilizado también el método de punto de quiebre de Chow.

A efecto de indagar si en una serie de tiempo se ha producido un cambio estructural, una de las herramientas de mayor uso es sin duda la prueba del *punto de quiebre* de Chow.<sup>12</sup> En términos simples, esta prueba consiste en separar la serie de datos en dos o más submuestras, hacer una regresión con cada una de ellas y una con toda la muestra. Posteriormente se usa un estadístico y una distribución de probabilidad asociada a él, y con ello se determina si estadísticamente aparece como significativo un quiebre en los datos.

---

<sup>12</sup> Chow, *op. cit.*

Dicho estadístico es conocido como es *Estadístico F*<sup>13</sup> y para el caso de una muestra dividida en dos submuestras tiene la siguiente forma:

$$F = \frac{(u'u - u_1'u_1 - u_2'u_2)/k}{(u_1'u_1 + u_2'u_2)/(n - 2k)}.$$

Donde  $u'u$  es la suma de residuales al cuadrado de la regresión sobre toda la muestra,  $u_1'u_1$  es la respectiva suma para la primera submuestra y  $u_2'u_2$  para la segunda;  $k$  se refiere al número de parámetros en la ecuación y  $n$  es el número de observaciones. Este estadístico posee, bajo ciertos supuestos (*i. e.* que los errores sean independientes y normalmente distribuidos), una distribución  $F$ .

Para el caso de los datos que aquí se analizan, se ha considerado la misma serie de tiempo anteriormente empleada, que va desde abril de 2003 hasta mayo de 2008. En virtud de que la hipótesis que en esta investigación doctoral se tiene es la de que hay un cambio estructural cerca de julio de 2005, es que se ha efectuado la prueba arriba mencionada utilizando este mes como partaguas de las dos submuestras resultantes.

Mediante el uso del programa *E-Views* se llevó a cabo la prueba y el resultado fue contundente: se obtiene un estadístico  $F$  del nivel de 6.46370, con un  $p$ -value asociado de 0.002. El  $P$ -value es la probabilidad de rechazar la hipótesis nula cuando ésta es cierta. En nuestro caso, en 998 de cada mil casos se rechaza la hipótesis nula de la prueba, que, según Chow, es la de que no existe cambio estructural. En otras palabras, se reconoce ampliamente la existencia de un cambio en esta fecha<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> La intuición de la prueba  $F$  consiste en hacer regresiones, incluyendo en cada una de ellas un número diferente de regresores; después se compara el ajuste de cada una de las regresiones. Esto se hace con la finalidad de saber qué tanto cambia una regresión con o sin una variable o un grupo de variables. Por ejemplo, en el caso de que una variable sea excluida del grupo de regresores y la calidad de la regresión no se vea disminuida, entonces podremos decir que esa variable es prescindible. Para una explicación más formal de la distribución  $F$  véase *Estadística Matemática con Aplicaciones*, William Mendenhall et al, (1994).

<sup>14</sup> Las pruebas de hipótesis requieren 6 pasos: (I) Establecer la hipótesis nula y la hipótesis alternativa; (II) elegir un estadístico de prueba; (III) escoger una probabilidad de rechazar la hipótesis nula cuando ésta es cierta; (IV) determinar un conjunto de valores para los cuales el

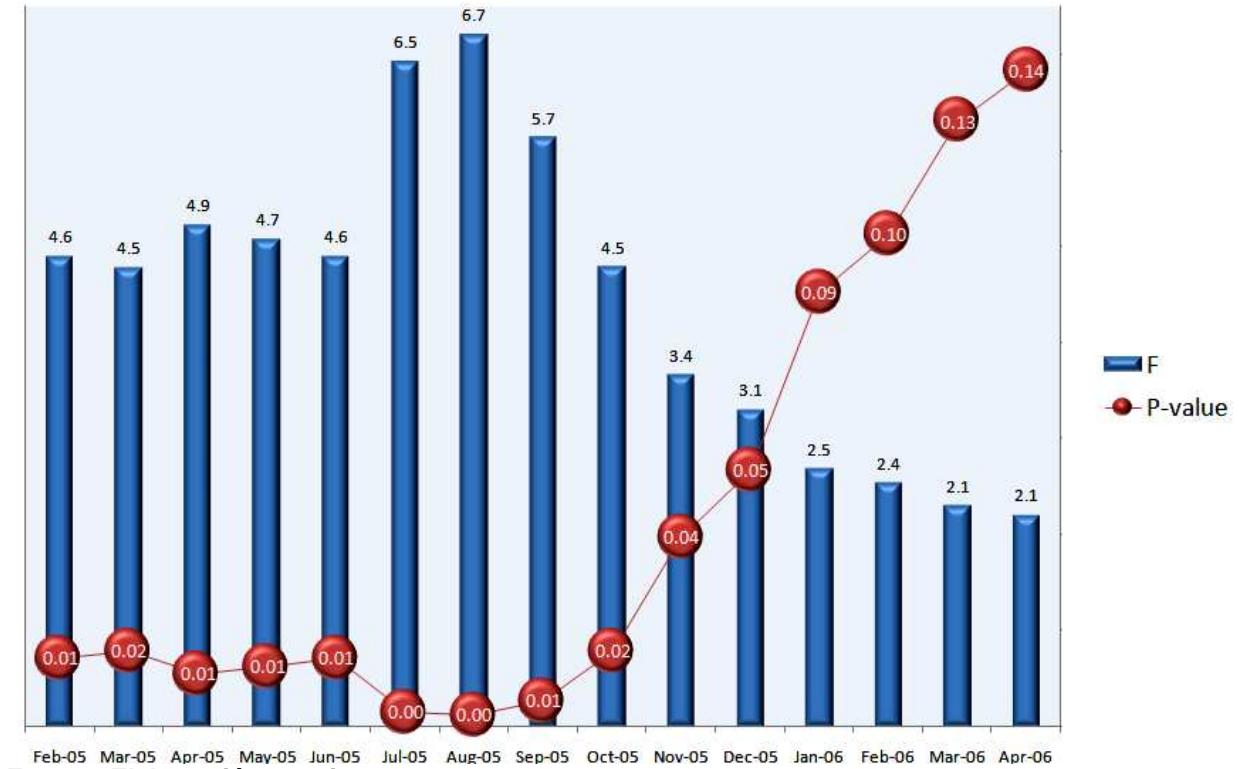
Para darle mayor soporte a la idea, se hicieron también en *E-Views* pruebas similares en los meses cercanos a julio de 2005. Los resultados aparecen en el gráfico 3, el cual muestra tanto el estadístico  $F$  como el  $P$ -value correspondiente, para algunos meses antes y después de la referida fecha. Nótese que es en julio y agosto de 2005 cuando los valores dentro de las burbujas son los menores (equivalentemente, la altura de las columnas es la mayor), lo cual refuerza la hipótesis de que el cambio se ha presentado cerca de esta fecha. A partir de ahí, el  $p$ -value va creciendo, con lo que se va haciendo más inverosímil el que dicho cambio se haya dado en esos meses posteriores, pues se va reduciendo el nivel de confianza con el que se puede rechazar la hipótesis nula.

El hecho de que también para los meses previos se tengan  $p$ -values bajos (significativos al 1%), es sólo resultado de que la partición del período es muy parecida a la que se da usando julio de 2005. Sin embargo, como lo muestra la gráfica, en cualquier caso la probabilidad de que sea este mes (o incluso agosto) el parteaguas, sigue siendo la mayor.

---

estadístico de prueba nos lleve a rechazar la hipótesis nula; (V) determinar el valor de ese estadístico de prueba con los datos de la muestra; y (VI) rechazar o no rechazar la hipótesis, dependiendo de si el valor observado del estadístico de prueba cae dentro o no de la región crítica elegida. Murray op. cit. pp.270-271.

**Gráfico 3. Prueba de Punto de Quiebre de Chow para los meses cercanos a julio de 2005.**



Fuente: Elaboración propia.

### 6.2.3 Conclusiones del análisis

En este capítulo se demostró, a través de técnicas estadísticas y econométricas simples, que la entrada del mercado de futuros OMIP ha desempeñado un papel importante en la reducción de la volatilidad de los precios *spot* eléctricos en el mercado eléctrico español.

Luego de que fue calculada la volatilidad de dichos precios para el periodo comprendido desde abril de 2003 hasta mayo de 2008, ésta se graficó para así tener el primer indicio de que existe un quiebre notable en los meses alrededor de julio de 2005. Esto se dio, pese a que en realidad el mercado entró en funcionamiento en julio de 2006 y que por lo tanto sería de esperar que en el gráfico 1 se observara un cambio de tendencia a partir de esa fecha. Esto no fue así, pues la intensidad de la volatilidad comenzó a disminuir un año antes.

Dado lo anterior, se procedió a investigar aquellos factores que con anterioridad a julio de 2006 pudieron haber tenido influencia en el mercado para que ocurriera tal reducción. Se encontró que en los primeros meses de 2005 ya se preveía que la entrada del mercado de futuros se habría de dar en junio de 2005, tal como aparece redactado en un Real Decreto-Ley que data justamente en marzo de ese año. Es decir, se tienen elementos sólidos para concluir que los participantes del mercado se anticiparon a julio de 2006 para tomar sus decisiones.

Para ir más allá del enfoque puramente visual es que se llevó a cabo una regresión simple, que como *regresores* tiene variables dicotómicas que se activan precisamente en el mes de julio de 2005. Los resultados obtenidos sí reforzaron la idea del quiebre para esta fecha, pues los coeficientes para las variables *dummies* fueron estadísticamente diferentes de cero. Es decir, las hipótesis nulas para las respectivas variables (recordemos que dichas hipótesis consisten en que los coeficientes son iguales a cero) fueron rechazadas. Lo anterior se puede ver como que, al menos en esta regresión y con estos datos, sí tiene sentido hablar de un antes y un después de esa fecha.

Para seguir reforzando esta idea del cambio en la volatilidad se empleó una herramienta especializada en detectar cambios estructurales en series de tiempo. Se trata de la prueba del Punto de Quiebre de Chow, la cual intenta establecer, a través del uso del estadístico  $F$ , si existe un cambio estructural (o cambio de régimen) en la serie de datos.

Dicha prueba nos permitió rechazar la hipótesis nula, que en este caso es la de que no existe cambio estructural en la serie, lo cual, dicho de otro modo, se interpreta como que los datos de volatilidad sí son diferentes antes y después de la entrada de contratos de futuros al mercado *spot* eléctrico.

Finalmente, para dar un mayor soporte a la hipótesis principal de este capítulo, se realizó la misma prueba pero moviendo el posible punto de quiebre. Los resultados siguieron estando alineados a favor de julio de 2005 como la fecha de quiebre, pues antes y después de ese mes, salvo el caso de agosto, resultó ser menos inverosímil el ubicar ahí el rompimiento.

## **Capítulo 7. El sector eléctrico mexicano. Perspectivas de una liberalización regulada y la posterior aplicación de instrumentos derivados al mercado eléctrico creado**

## **Capítulo 7. El sector eléctrico mexicano. Perspectivas de una liberalización regulada y la posterior aplicación de instrumentos derivados al mercado eléctrico creado**

Este capítulo trata del desarrollo experimentado a lo largo del tiempo por el sector eléctrico mexicano, se ha abordado con profundidad, ya que es una tesis doctoral cuyos lectores, principalmente, serán europeos. El análisis del desarrollo del sector eléctrico de un país en vías de desarrollo es muy importante ya que, se observa que comenzó a la par -en tecnologías utilizadas- que otros países que hoy en día cuentan con un mercado eléctrico desregulado y que funciona a partir de ello con eficiencia, como el caso de España, y que aparte ha implantado instrumentos derivados y ha funcionado eficientemente. La desconfianza experimentada por todos los sectores de la sociedad en países como México, hace que no se permita la desregulación, regulaciones sin las cuales se podría eficientizar la estructura eléctrica, según la experiencia de la mayoría de los países de la OCDE.

Actualmente se tiene pendiente la discusión sobre la posible desregulación del mercado eléctrico mexicano. Se propone también –una vez desregulado el mercado eléctrico mexicano- la posible aplicación de instrumentos derivados –concretamente futuros- sobre los precios eléctricos, en MEXDER –Mercado de Derivados Mexicano-.

### **7.1 El desarrollo del sector eléctrico mexicano**

La era de la electricidad comenzó en México casi a la par que en los Estados Unidos<sup>1</sup> y en Europa.<sup>2</sup> En sus inicios, y como en los otros países, la

---

<sup>1</sup> En 1882, Thomas Alva Edison (1847-1931) instaló el primer sistema eléctrico para vender energía para la iluminación incandescente, en los Estados Unidos para la estación Pearl Street de la ciudad de New York. El sistema fue en CD tres hilos, 220-110 v con una potencia total de 30 kw.

<sup>2</sup> Los diversos datos de esta sección han sido condensados de DIAZ-BAUTISTA, A., *El cambio estructural y la regulación del sector eléctrico mexicano*. Economía Informa. Revista de la

energía eléctrica conjuntamente con el petróleo y las vías de comunicación, tendría reservado un papel importante en el despliegue económico mexicano. Al principio, ésta se utilizaría para iluminar las minas y alimentar motores y telares para aumentar la productividad en la naciente industria mexicana.<sup>3</sup> En la primera etapa del desarrollo de la industria eléctrica mexicana, los abastecedores de corriente eran ante todo, fabricantes, mineros, cerveceros, molineros e hilanderos que vendían el excedente de su energía en áreas circunvecinas para usos comerciales y residenciales.<sup>4</sup>

Por otra parte, en la segunda mitad del siglo XIX, en cuanto al servicio de alumbrado público, éste representaría únicamente el aprovechamiento marginal de las plantas eléctricas que —ociosas por lo general en horario nocturno— eran utilizadas también para las necesidades del servicio municipal, concretándose a proporcionar una discreta iluminación a las poblaciones rurales.

En septiembre de 1881, la compañía Mexican Gas and Electric Light Company Ltd., que suministraba gas a la ciudad, establecería acuerdos con el ayuntamiento de la Ciudad de México para la posterior introducción de energía eléctrica. Para el primero de diciembre se instalan 40 lámparas incandescentes desde la estatua de Carlos IV —entonces en Bucareli— hasta el Zócalo. En 1884 se introduciría el alumbrado público en Guadalajara y, para 1889, en Mérida, Monterrey y Veracruz.

En 1889 se inauguró la primera planta hidroeléctrica con capacidad de generación de 22 Kw. en Batopilas, Chihuahua. Tres años después, en Pachuca,

---

Facultad de Economía de la UNAM, 2004(331): p. 14-31.; HERNÁNDEZ, C., *La reforma cautiva. Inversión trabajo y empresa en el sector eléctrico mexicano*. 2007, México, D.F.: Cidac.; DÍAZ-BAUTISTA, A., *Experiencias internacionales en la desregulación eléctrica y el sector eléctrico en México*. 2005, México, D.F.: Colegio de la Frontera Norte : Plaza y Valdés.; p. 17-43; y BRECEDA, M., *Propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica en México. Disponible en línea [http://www.cec.org/files/PDF/Breceda-s\\_ES.pdf](http://www.cec.org/files/PDF/Breceda-s_ES.pdf)*. 2000, Comisión para la Cooperación Ambiental: México, D.F.

<sup>3</sup> Se presume que ya en el año 1879, la fábrica de hilados y tejidos «La Americana» en León, Guanajuato, se sirve de una pequeña central generadora, quizá hidroeléctrica. Algunos investigadores difieren y aseguran que fue a principios de 1880 cuando se llevaron a cabo los primeros experimentos de alumbrado público en el Distrito Federal. En ese entonces se instalaron 2 bombillas: Una en el kiosco central y otra en el entonces jardín de la Plaza de la Constitución.

<sup>4</sup> GALARZA, E., *La industria eléctrica en México*. 1941, México, D.F.: Fondo de Cultura Económica.; p. 18.



Hidalgo, se establecería la Compañía de Luz y Fuerza, con el fin de abastecer de energía a las minas de Real del Monte; las primeras en México que utilizaron la energía eléctrica en el proceso de extracción. Otro hecho importante sería la adquisición, en 1898, por parte del empresario francés, Arnold Vaquié —representante de la *Compagnie du Necaxa*—, de los derechos de explotación de los recursos hidráulicos del río Necaxa en el Estado de Puebla e instalar una planta hidroeléctrica en ese sitio.

Entre 1887 y 1911 se organizarían en México 199 empresas de luz y fuerza motriz —las cuales eran predominantemente de inversores mexicanos y estarían situadas en los estados de Puebla, Hidalgo, Guanajuato, San Luis Potosí, Nuevo León, México, Querétaro, Aguascalientes, Michoacán, Campeche, Jalisco, Chiapas, Zacatecas y Tabasco—, con lo que la capacidad de generación instalada llega a 112.000 Kw.<sup>5</sup>

Paralelamente a la instalación de las primeras plantas hidroeléctricas en el país, se promulgaría un decreto que complementaba la Ley sobre Vías Generales de Comunicación de 1888. Este decreto aclaraba el concepto de control federal sobre los recursos hidráulicos nacionales y establecía por primera vez el concepto de concesión, al sujetar a control federal todas las corrientes de agua existente y conferir al Poder Ejecutivo la autoridad adecuada para otorgar concesiones de irrigación y generación de energía eléctrica para propósitos industriales. En ese mismo documento se concedían exenciones fiscales, por un lapso de 5 años, a las plantas hidroeléctricas, así como al equipo importado y, se atribuía la facultad al gobierno federal para expropiar —mediante una compensación— los predios susceptibles de ser utilizados por los inversionistas privados para la instalación de las plantas de generación. El decreto también preveía que la fijación de las tarifas eléctricas estaría sujeta a la aprobación del gobierno federal.

Las primeras disposiciones, establecidas en 1894, se verían reforzadas por las posteriores reformas de 1896 y 1902, al reafirmar la jurisdicción federal en el control de los recursos hidráulicos, mediante la transferencia de todas las

---

<sup>5</sup> LFC (29/05/2006) *Historia* | *Luz y Fuerza del Centro*. Página web [Disponible en línea en <http://www.lfc.gob.mx/historia>].

funciones relacionadas con el otorgamiento de concesiones, franquicias y permisos para la generación de energía eléctrica a la Secretaría de Fomento y Colonización, la cual sería también la encargada de la interpretación exclusiva e inapelable de la legislación en esta materia.

En sus inicios, la regulación de la era eléctrica en México tuvo un carácter regional. Por su parte, el gobierno federal buscaría un control total sobre la totalidad de los recursos hidráulicos al ofrecer nuevas posibilidades de acrecentamiento de poder político y financiero. Es importante señalar que el derecho de otorgar concesiones para la generación térmica de energía eléctrica se mantuvo todo este tiempo dentro de la esfera de atribuciones de los estados y municipios. Entre 1900 y 1910, este tipo de plantas generadoras representaría cerca del 20% de la capacidad de generación existente. Por ello, se tendría un importante enfrentamiento entre las fuerzas centralizadoras del presidente Porfirio Díaz (1830-1915) —que apoyaban una regulación de tipo federal— y los defensores de los derechos de los estados y municipios —que se apoyaban en la letra de la constitución de 1857, proponiendo que la regulación quedara bajo el control de los estados y municipios—.

El primer mercado de los servicios eléctricos sería el demandado por la industria minera —en sus diversos procesos de extracción, fundición de metales, etc.— y la industria manufacturera —fábricas de hilados, tejidos, molinos de harina, fábricas de cigarros, fábricas de cerveza, artículos de yute, vidrio y madera, entre otros—. En la primera década del siglo XX, funcionaban en el territorio nacional 177 plantas y empresas eléctricas privadas que otorgaban servicio público a las ciudades de México, Campeche, Guadalajara, Mazatlán, Orizaba, Parral, Tampico, Tehuantepec, Toluca, etc. Así, paulatinamente casi 150.000 kilovatios —el 80% se generaban en plantas hidroeléctricas y el 20% restante en termoeléctricas— se sumaron a la capacidad de generación disponible en 1900 —una capacidad estimada en 22.300 Kilovatios—. <sup>6</sup>

Entre 1902 y 1906, cinco grandes compañías británicas, canadienses y norteamericanas entraron a la industria de generación en México. Durante los

---

<sup>6</sup> El 44% de la capacidad correspondía a plantas construidas por fábricas textiles, en especial en las ciudades de Orizaba, Veracruz; Monterrey, Nuevo León; y Atlixco, Puebla.

siguientes 40 años esas empresas proporcionarían la mayor parte de la industria de la generación. En 1902, se organiza en Ottawa, Canadá, con un capital de 25 millones de dólares, la compañía The Mexican Light and Power Co. Esta compañía fundada por Frederick Stark Pearson<sup>7</sup> (1858-1915), adquirió los derechos de explotación de las caídas de agua de la región de Necaxa, en ese momento en poder de la compañía francesa Compagnie du Necaxa<sup>8</sup>. Esta compañía participaba activamente en empresas mineras y en búsqueda de nuevos yacimientos minerales en el norte de México. En 1903 se concede a The Mexican Light & Power Company, Ltd, la explotación de las caídas de las aguas de los ríos de Tenango, Necaxa y Xaltepuxtlá. En 1905 la Mexican Light & Power Company, Ltd controla a las empresas: Cía. Mexicana de Electricidad, Cía. Mexicana de Gas y Luz Eléctrica y Cía. Explotadora de las Fuerzas Eléctricas de San Idelfonso, que operaban en su zona de influencia. De manera paralela, construía su planta de Necaxa con seis unidades y una capacidad instalada de 31.500 KW.

Así, con la absorción de las antiguas empresas dedicadas a atender las necesidades de la capital de la República, The Mexican Light & Power Company, Ltd, se alzaba en el Valle de México como una entidad hegemónica de capital extranjero. Esta empresa canadiense, instalaría en 1905 la primera unidad de generación eléctrica de 5.000 Kw. en el río Necaxa.<sup>9</sup> En 1906, The Mexican Light & Power Company, Ltd. sería regulada a nivel federal y obtendría nuevas

---

<sup>7</sup> Además de la Mexican Light and Power Company, Pearson fundaría la Brazilian Light and Power Company. Para 1911, Pearson sería singularmente importante en la historia de la electricidad en España, concretamente en Barcelona, donde participó en su electrificación impulsando un estudio sobre las posibilidades de la cuenca del Ebro en su vertiente pirenaica —Noguera Pallaresa y Segre— de cara a la producción de energía eléctrica. Ese mismo año promovió la creación de dos grandes empresas multinacionales: la creada el 12 de septiembre en Toronto, de ahí el nombre por el que era conocido de La Canadiense» o «La Canadencia», en catalán, y la Ebro Irrigation and Power Company Limited (Riegos y Fuerza del Ebro), en Barcelona, el 14 de diciembre del mismo año. Véase SOARES, L.M.A., *A formacao do Grupo Light: Apontamentos para a sua história administrativa*. América Latina en la Historia Económica. Boletín de Fuentes, 1997(8): p. 55-69..

<sup>8</sup> También adquiriría la infraestructura existente en Necaxa, propiedad Arnold Vaquié en 1902

<sup>9</sup> El 6 de diciembre de 1905 los dos primeros generadores de la central hidroeléctrica Necaxa comienzan a transmitir a la Ciudad de México. La interconexión Necaxa – México – El Oro —una línea de 159 km., la otra de 257— representó el primer sistema eléctrico de gran magnitud en México.

La monumental presa y su consiguiente central hidroeléctrica conseguían producir la energía necesaria para que, a través de una novedosa red de distribución, se llevara la luz a una distancia récord para la época.

concesiones por parte del propio gobierno federal y de las autoridades reguladoras de los estados de Puebla, Hidalgo, México y Michoacán.

Las fricciones entre las compañías y las autoridades municipales tuvieron lugar al renovar los contratos para el suministro de servicios de alumbrado público, establecidos originalmente por un lapso de 5 años. Así mismo, entre los años 1906 y 1910, los municipios se quejaron de las deficiencias del servicio eléctrico y lo elevado de las tarifas. Adicionalmente, los pequeños industriales y comerciantes de México se sumaron a las quejas, ya que estaban pagando altas tarifas y, a su manera de ver, las empresas eléctricas solían tratarlos como «clientes de segunda clase», en el momento que la oferta de energía y la capacidad de distribución quedaban por debajo de la demanda total. Este pequeño grupo de pequeños inversores nacionales fueron los que por primera vez denunciaron que los consumidores mexicanos estaban siendo explotados por un monopolio extranjero. Cuarenta años después, estas mismas quejas serían pronunciadas por la primera organización a escala nacional que fue la Cámara Nacional de la Industria de la Transformación, contra las empresas eléctricas en México.

El periodista mexicano, Andrés Molina Enríquez<sup>10</sup> (1868-1924), en una serie de artículos publicados en *El Economista Mexicano*, durante el invierno de 1905-1906, manifestaría también su desacuerdo con las concesiones para la generación de energía con duración indefinida, con el otorgamiento de excesivas exenciones fiscales y con la falta de una regulación efectiva de tarifas. Molina Enríquez sugeriría una regulación sobre las concesiones —para que éstas no fuesen perpetuas—, estandarizar el régimen de exenciones y una revisión tarifaria cada cinco años.

Así mismo, Molina proponía el que los impuestos se establecieran en relación a un nivel de precios de la electricidad y que un porcentaje de la

---

<sup>10</sup> Ideólogo del agrarismo y precursor de la Revolución Mexicana, autor de importantes estudios sobre la realidad nacional, redactor del Artículo 27 de la Constitución, Andrés Molina Enríquez fue alumno y maestro del Instituto Científico y Literario del Estado de México. En su juventud, perteneció a esa generación que presencié el apogeo y desplome de la dictadura de Porfirio Díaz. Promulgó un plan revolucionario desconociendo al gobierno de Francisco León de la Barra y fue a la cárcel por eso. Pero, después, vivió tranquilo hasta la edad de 72 años y escribió la historia del agrarismo mexicano.

recaudación obtenida se destinase a subsidiar las obras de irrigación y el desarrollo industrial. También, dentro de su propuesta, Molina sostenía que la política regulatoria de tarifas debería considerar el coste real de la energía y las diferencias regionales en cuanto al nivel de ingresos, y veía como necesaria la elaboración de un plan nacional para la utilización de los recursos hidráulicos.

En el *Economista Mexicano* del 9 de junio de 1909 se menciona que el servicio eléctrico es ineficiente y se le compara con el caso de Londres, donde, con un servicio municipal, se ha dejado plenamente satisfecha a la población. El gobierno de Porfirio Díaz tomaría nota de las críticas y en 1910 sería aprobada una nueva legislación en materia de recursos hidráulicos. En ella se endurecen notablemente las condiciones para obtener una concesión para generación hidroeléctrica, tratando de elevar la calidad del servicio para el país.

A partir de 1910, y a pesar del proceso de guerra civil —la Revolución Mexicana<sup>11</sup> que se iniciaba en México y que se alargaría hasta 1920—, se produce una irrupción gradual y sostenida del capital extranjero en el mercado eléctrico, fundamentalmente canadiense, estadounidense y alemán, que trajo consigo que para la década de 1930, el capital mexicano hubiera sido prácticamente desplazado.

Así pues, al final del gobierno de Porfirio Díaz, la regulación a nivel federal se amplía y se abren las puertas a las inversiones de las compañías eléctricas extranjeras, al darse garantías al capital extranjero. En 1910, algunos paquetes de acciones de las principales empresas eléctricas eran adquiridos por mexicanos, no obstante, la mayor parte de los recursos provenían del extranjero. En 1911, algo más de 60 millones de dólares en bonos y acciones comunes y preferentes se habían colocado en los mercados financieros de Europa, Canadá y los Estados Unidos. En esos tiempos resultaba fácil vender las emisiones —al ser considerados proyectos viables— y sus promotores eran reconocidos en sus propios países. La confianza de las empresas eléctricas en los cambios en la regulación del gobierno de Porfirio Díaz en los años 1909 y 1910, se evidencia en la ampliación de la capacidad de generación y del sistema de distribución

---

<sup>11</sup> La Revolución Mexicana —también conocida como la Gran Revolución— fue la primera revolución social del siglo XX cuya fase armada duró de 1910 al 1920.

existentes, y continuaron desarrollándose después de la caída del gobierno de Díaz —producto de la guerra— y el ascenso al poder de Francisco Ignacio Madero (1873-1913)<sup>12</sup>.

De 1910 a 1920, la Mexican Light & Power Company Limited se afianzaría como la principal empresa eléctrica del país al adquirir y absorber, una a una, las siguientes empresas: Compañía Mexicana de Luz Eléctrica, S. A.; Compañía Mexicana de Electricidad, S. A.; Compañía Explotadora de las Fuerzas Hidroeléctricas de San Ildefonso, S.A.; Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica, Limitada, Compañía Eléctrica Robert, S. A. y Compañía Irrigadora de Luz y Fuerza del Estado de Hidalgo, S. A. Durante la Revolución el sector eléctrico no sufriría cambios significativos. Para 1920, la capacidad de generación del país llega a los 120 mil kilovatios.

Otra fecha importante para el desarrollo de la electricidad en México fue el 5 de febrero de 1917, fecha en la que, en la ciudad de Querétaro, sería promulgada la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; bajo el mandato de Venustiano Carranza y en cumplimiento del Plan de Guadalupe. Su texto sería la consagración de muchos postulados sociales de la Revolución Mexicana.

En ese documento —que aún se encuentra vigente— se señalaba en el artículo 27 que: «Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines».

Así mismo, en reformas posteriores al artículo se añadiría lo siguiente: «Corresponde también a la Nación el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear y la regulación de sus aplicaciones en otros propósitos. El uso de la energía nuclear sólo podrá tener

---

<sup>12</sup> Electo presidente, tras el derrocamiento de Díaz, Madero se caracterizaría durante su administración por encabezar un gobierno democrático pero poco identificado con las clases marginadas, lo cual provocaría varios alzamientos armados entre los que destacan los del campesino Emiliano Zapata. Finalmente sería asesinado durante un golpe de estado organizado por Victoriano Huerta.

finés pacíficos». Ese artículo, junto con el número 28,<sup>13</sup> ha tenido una importancia trascendental en el desarrollo del sector eléctrico en el país, ya que ha sido tomado —al pie de la letra— como estandarte de la oposición al gobierno para impedir al máximo las inversiones extranjeras.

El 31 de marzo de 1917 se crearía la Secretaría de Industria y Comercio, una nueva entidad reguladora del sector, la cual también estaría a cargo de asuntos relacionados con «el comercio, industria en general, cámaras y asociaciones industriales y comerciales, enseñanza comercial, minería, petróleo, propiedad mercantil e industrial, privilegios exclusivos, trabajo, asociaciones obreras, emigración, sociedades anónimas, seguros, lonjas y corredores, exposiciones nacionales e internacionales, estadística comercial, fabril y minera, así como pesas y medidas».<sup>14</sup>

Ya en la década de 1920, iniciaría un primer esfuerzo por ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza —con el tiempo conocida como Comisión Nacional de Fuerza Motriz—. Para sustentar la regulación que empezaba a realizar el Estado, en 1926 se promulgaría el Código Nacional Eléctrico y, en 1934, se reformaría la fracción X del artículo 73 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (1917), en lo correspondiente a la facultad del Honorable Congreso de la Unión para legislar en materia de energía eléctrica.

---

<sup>13</sup> El Artículo 28, en su párrafo cuarto, complementa las disposiciones originales del número 27, desligando las funciones del Estado de las prácticas monopólicas. Así dice que: «[...] En los Estados Unidos Mexicanos quedan prohibidos los monopolios, las prácticas monopólicas, los estancos y las exenciones de impuestos en los términos y condiciones que fijan las leyes. El mismo tratamiento se dará a las prohibiciones a título de protección a la industria.[...]»

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las demás que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión [...]

El Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por sí o con los sectores social y privado.»

<sup>14</sup> Véase el texto de 1861 contenido en el Manual General de Organización de la Secretaría de Economía, publicado en el Diario Oficial de la Federación con fecha del 3 de diciembre de 2003.

El Código Nacional Eléctrico permitiría al gobierno federal controlar las concesiones y establecer los requisitos técnicos para la construcción, manejo y conservación de instalaciones eléctricas. En la década de los 20, el sector eléctrico comenzaría a desarrollarse y, ya para 1930, la capacidad de generación del país llegaría hasta los 510 mil Kw. Dos empresas dominan el mercado para 1930, la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz —antes Mexican Light—, con 47% del servicio público, y la American & Foreign Power Company, con un 33%.

En esa década se observaría un aumento de la demanda de servicio eléctrico como una consecuencia evidente del crecimiento demográfico. Con todo y las pérdidas humanas causadas por la Revolución, la población de México ascendía a los 20 millones de habitantes. Así la Mexican Light and Power Co. se vio en la necesidad de elevar la capacidad de la planta de Necaxa y a modernizar las de Nonoalco y Tepéxic. También compraría la planta hidroeléctrica del Río Alameda, la Compañía de Luz y Fuerza de Toluca, la de Temascaltepec y la de Cuernavaca. Por su parte, la regulación federal apoyaría a la Mexican Light para ser un distribuidor de energía eléctrica. La Mexican Light suministraría electricidad, por un periodo superior a los cincuenta años, al Distrito Federal, y a los estados de Hidalgo, México, Guanajuato, Querétaro, Morelos, Michoacán, Puebla y Guerrero, revendiendo lo que generaba la Comisión Federal de Electricidad.

Por otra parte, las empresas eléctricas escasamente reinvertían sus utilidades para la ampliación, mantenimiento y mejoramiento de las instalaciones. Aún en estas épocas varias zonas rurales no gozaban de electricidad. Por ello, el estado se vio obligado a intervenir con el objeto de expandir el servicio. El 2 de diciembre de 1933, el Presidente Constitucional Substituto, Abelardo L. Rodríguez, envía al Congreso de la Unión, la iniciativa para la creación de la Comisión Federal de Electricidad y, 27 días después, el Congreso de la Unión aprobaría el proyecto de Decreto.

Los trámites legales para la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se inician durante la presidencia de Abelardo Rodríguez. El día 19 de enero de 1934, se publica en el Diario Oficial de la Federación, el



Decreto para la Creación de la Comisión Federal de Electricidad. En un acuerdo de febrero de 1937, se ordena ya su creación física inmediata. En 1937, el general Lázaro Cárdenas (1934-1940), en su calidad de Presidente de la República, con base en el Decreto del 29 de diciembre de 1933 promulga la Ley para la creación de la CFE. La CFE comenzaría la construcción de la planta hidroeléctrica de Ixtapantongo para abastecer a la capital.

El 14 de agosto de 1937 se constituye la CFE, con base en sus primeras obras en Teloloapan, Guerrero; Pátzcuaro, Michoacán; Suchiate, Chiapas; Xia, Oaxaca; Ures y Altar, Sonora. Con la expropiación petrolera en 1938, Alemania se interesó en el petróleo mexicano, lo que posibilitó la adquisición de equipo hidráulico y eléctrico para la realización del proyecto de Ixtapantongo.

La situación económica obligaría al gobierno a buscar mayores recursos y, en diciembre de 1938, el Presidente Cárdenas promulga una nueva regulación denominada «Ley de Impuestos sobre Consumos de Energía Eléctrica». Ésta establecería un cobro de 10% sobre el importe del consumo, para ser integrado como patrimonio a la CFE. Unos meses después se expediría la Ley de la Industria Eléctrica, que consideraría a esa industria como de «utilidad pública» y buscaría regularla, estimular su crecimiento y su calidad, estableciendo también los requisitos para el otorgamiento de autorizaciones para desarrollar actividades relativas a la industria eléctrica. Así mismo, establecería la necesidad de concesión para realizar las actividades de la industria eléctrica cuando éstas impliquen el aprovechamiento de recursos naturales de propiedad o dominio de México y comprendan un servicio público de abastecimiento.

Durante la presidencia de Cárdenas, la CFE se propuso acelerar la electrificación del país, llevando el servicio a las regiones apartadas, en ese momento ignoradas por las empresas privadas. Así mismo, se planteó como el instrumento institucional del gobierno federal para promover la paulatina nacionalización de la industria eléctrica.

En las dos décadas siguientes, el Estado mexicano adquirió un papel creciente en la industria eléctrica, a través de una activa política de inversión, ya que únicamente las grandes concentraciones urbanas y las nacientes zonas

industriales gozaban de este servicio. Durante los cuarenta, debido a la limitada capacidad de generación, sólo la mitad de los mexicanos contaban con electricidad. La capacidad instalada en 1940 era tan sólo de 479 megavatios —menos del 2% de la actual—.

En 1940, inicia el proceso de nacionalización en el sector con la Guadalajara Tramway Co., la cual se convirtió en una sociedad anónima de participación estatal con capital mexicano. En 1944, la Comisión Federal de Electricidad finalmente pone en servicio su primera unidad importante de generación de electricidad —27 mil Kw.— en Ixtapantongo, Estado de México. En el año de 1949, el Presidente de la República, Miguel Alemán, expide el Decreto que establece a la Comisión Federal de Electricidad un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio.

De 1943 a 1950, la capacidad instalada de generación eléctrica pasaría de 680 Mw. a 1.230 Mw., aportando la CFE la mayor parte del incremento. El sector eléctrico se dividía en capitales privados y públicos, ambos regulados a nivel federal. En el país se tendría un crecimiento económico a la par de un crecimiento en el sector eléctrico. En la década de los cincuenta se avanzaría en la electrificación del país y se le daría un especial impulso a la electrificación rural. Aun así, los sistemas eléctricos continuarían aislados y se tenían frecuentes interrupciones del servicio.

Hasta 1960, el sistema eléctrico sería similar al sistema eléctrico norteamericano. La CFE gana influencia en esos años sobre las compañías American and Foreign Power Co. y la Mexican Light and Power Co. A principios de 1960, la CFE poseía el 54% de la capacidad instalada para atender el servicio público. Las principales fuentes de energía eran la hidráulica y la obtenida del petróleo. La energía geotérmica en ese momento aún estaba en etapa de exploración. Entre 1959 y 1960, la CFE pondría en funcionamiento varias plantas con las que se amplía la capacidad hasta los 3 millones de Kw.

Posteriormente, México establecería un proceso de nacionalización de su industria eléctrica. Ésta se iniciaría con el gobierno presidencial de Gustavo Díaz Ordaz y se consumaría durante el mandato de Adolfo López Mateos. La

nacionalización fusionaría más de cuarenta empresas con la CFE. Cada una de éstas, a su vez, operaba diversas plantas de generación, totalmente aisladas, con distintos propietarios.

En la sesión ordinaria de la Cámara de Senadores celebrada el martes 25 de octubre de 1960, se daría lectura a una iniciativa del presidente de la república, redactada para los CC. Secretarios de la H. Cámara de Senadores del Congreso de la Unión. El presidente Díaz Ordaz diría que, tal y como lo había mencionado en su segundo informe de gobierno ante la H. Representación Nacional el 1 de septiembre de 1960, la nación será la única propietaria de la energía eléctrica.

En el informe de Gobierno de 1960, el Presidente López Mateos anunciaría la promoción de concesiones a particulares para la prestación de servicio público de energía eléctrica. De esta manera se estableció un derecho inalienable del estado para generar, distribuir y abastecer la energía eléctrica. Ese año el entonces Presidente Adolfo López Mateos envió al senado el proyecto de reforma al Artículo 27 constitucional, el cual fue aprobado y publicado en el Diario Oficial el 23 de diciembre de 1960, quedando, a partir de ese momento, consumada jurídica y financieramente la nacionalización de la industria eléctrica.<sup>15</sup>

Para 1960, cuando el gobierno mexicano decretó la nacionalización de la industria, la CFE generaba más del 50% de la electricidad nacional. La nacionalización de la industria eléctrica requirió la compra de las empresas eléctricas existentes. Así, compraría por 52 millones de dólares, el 90% de las acciones de The Mexican Light and Power Company, y se comprometería a saldar los pasivos de esa empresa que ascendían a 78 millones de dólares. Esta empresa se convertiría en un elemento clave en el proyecto gubernamental de la electrificación de la región del centro de México.<sup>16</sup>

---

<sup>15</sup> MUÑOZ, J.M., *A más de diez años de la reforma eléctrica. El modelo mexicano surge como opción*. 2005, Observatorio Ciudadano de la Energía, A.C.: México, D.F.; p. 6-8.

<sup>16</sup> No obstante, a partir de 1974 la empresa sufriría un proceso de liquidación y entraría en un periodo de incertidumbre provocada por las intenciones del gobierno de abastecer de electricidad a la zona centro del país a través de la CFE. El proceso de liquidación se mantendría durante 20 años.

Así mismo, por la suma de 70 millones de dólares, el gobierno adquiriría las acciones de la American and Foreign Power Co. Posteriormente cerró la operación comprometiendo a ambas empresas a invertir en México el dinero que recibieran para evitar una excesiva exportación de divisas.

Con la compra de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz —el nuevo nombre de la The Mexican Light and Power Co.— y sus filiales, la nación obtuvo 19 plantas generadoras que servían al Distrito Federal y a los estados de Puebla, México, Michoacán, Morelos e Hidalgo; 16 plantas hidráulicas y 3 térmicas, cuya capacidad instalada ascendía a 667.400 Kw.

La industria eléctrica nacionalizada quedaría constituida por la Compañía de Luz y Fuerza Motriz y sus subsidiarias, las Empresas Eléctricas Nafinsa y la CFE con sus 19 afiliadas. En 1962, poco después de la nacionalización de la industria eléctrica, el gobierno estableció la política de tarifas que se aplica hasta hoy. El precio de venta de cada KWh sería diferente para cada sector social o productivo. En una clasificación muy gruesa, la CFE y otras empresas menores afiliadas a ella, en los años 60 determinaron los sectores o «servicios»<sup>17</sup>, como suelen llamarse ahora de acuerdo con un aparato productivo y una estructura social de los consumidores muy esquemática.<sup>18</sup>

La política regulatoria de subsidios que se aplicaría a la CFE, causaría la no modificación de las tarifas al ritmo de crecimiento del coste de la vida. Las tarifas serían revisadas hasta 1973, con el objetivo de disminuir las pérdidas de la CFE.

Por otra parte, los avances tecnológicos conducirían a unidades de generación cada vez mayores. En los tiempos de la Mexican Light, la presa más grande era la de Necaxa, con 25 mil Kw. En el gobierno de Díaz Ordaz, se construyen Malpaso, Infiernillo, entre otras, con unidades de 500.000 Kw —2.000% más—. Estas nuevas tecnologías hacen posible la construcción de plantas eléctricas de grandes dimensiones que permiten una mayor capacidad de

---

<sup>17</sup> En consecuencia, desde aquellos años y hasta 1988, se determinaron en México trece tarifas diferentes según el tipo de servicio y actualmente el número se eleva a 31. El precio que el consumidor debe pagar se establece «en función de la energía demandada, tensión, temperatura —de la zona dónde vive el usuario—, tipo y garantía de servicio».

<sup>18</sup> BRECEDA..

abastecimiento, tanto a la ciudad como al medio rural. Entre 1960 y 1970, se quintuplicara la capacidad instalada del país, al igual que la generación de energía eléctrica. Este aumento surgiría como respuesta al crecimiento poblacional e industrial que se experimentaría en esos años en México. En el periodo de 1960 a 1980, se ampliaría de forma sostenida la capacidad instalada, a una tasa anual acumulativa de 9,7% —una de las tasas de crecimiento más altas entre los países en vías de desarrollo—.

En 1970, la generación bruta de electricidad era provista en el 57% por centrales hidroeléctricas y en 43% por unidades térmicas. Esta distribución de la producción da cuenta de un desarrollo del parque relativamente equilibrado entre ambos tipos de generación durante el decenio posterior a la nacionalización de la industria. Para julio de 1971, se declararía de utilidad pública, la unificación de frecuencia eléctrica —a 60 ciclos— de todos los sistemas destinados al servicio público y, en mayo de 1972, se crearía el Comité de Unificación de Frecuencia. Los trabajos de unificación concluirían cuatro años después. En la década de los setenta se unificaría el sistema eléctrico mexicano convirtiéndose en el «Sistema Interconectado Nacional». Este suceso es uno de los logros más importantes en toda la historia del sector eléctrico.

El 26 de enero de 1979 se publica la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear. Esta Ley crea la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CONASENUSA), otorgándole figura jurídica de órgano desconcentrado, dependiente de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial y con el objetivo primero de garantizar que el funcionamiento de las instalaciones nucleares radioactivas y de laboratorios, garantice a la población las condiciones de protección necesarias y suficientes.

A finales de ese mismo año, se expediría la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, que abroga la Ley de Secretarías y Departamentos de Estado, en la cual se determina que la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial sustituya a la Secretaría del Patrimonio Nacional, con atribuciones para coordinar y evaluar al sector industrial en los términos de la legislación aplicable, incluyendo al sector minero y energético. Tres años después, el día 29 de diciembre de 1982, se expide el Decreto en el que se

reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. Este Decreto, con el fin de delimitar las áreas de los energéticos, la minería y la industria básica y estratégica, así como una competencia administrativa más especializada en la regulación del sector, establecería la sustitución de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, por la nueva Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP).

La nueva política energética privilegiaría la generación termoeléctrica y, como consecuencia de ello, en 1981 el 62% de los 17,3 tw de capacidad instalada del país, correspondería a centrales térmicas; siendo que en 1970, este porcentaje era del 47% de los 6 tw de la potencia instalada. En concordancia con la evolución de la planta productora de electricidad, en 1980, la quema de combustibles originó el 73% de la producción bruta de electricidad que en ese año llegaría hasta los 61,8 tw. Los derivados del petróleo, sobre todo el combustóleo, sustentarían el crecimiento de la generación, mientras que el gas natural<sup>19</sup>, cedería la importancia relativa que poseía en 1970, al caer su participación en el consumo de combustibles de las centrales —de 39% a 23%— en 1980. Mientras que en los setenta el consumo de gas para la producción de electricidad representó cerca del 10% de las necesidades totales de gas del país, el consumo de derivados del petróleo duplicó su incidencia con respecto a las necesidades totales de los mismos, llegando al 19,3% en 1980. Las repercusiones sobre la eficiencia en el uso de los combustibles, de la renovación y crecimiento del parque eléctrico, puede observarse en la evaluación de los consumos específicos o el calor requerido por KWh producido.

De 1970 a 1980 se produciría una mejora en el funcionamiento del conjunto de las plantas termoeléctricas, al verse una disminución de 10,5% en el consumo específico global. En 1970, las plantas térmicas requerían 3.195 Kcal por KWh. producido y tan sólo 2.861 Kcal ya en 1980. Paralelamente, la

---

<sup>19</sup> El gas natural consiste en una mezcla de gases, en proporciones variables, pero donde el metano (CH<sub>4</sub>) constituye más del 70%. Otros gases que pueden estar presentes en proporciones apreciables son el nitrógeno (hasta el 20%), dióxido de carbono (hasta el 20%) y etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, hasta el 10%).

eficiencia en la generación aumentó un 3% —de 27% a 30,0%— acelerándose el proceso en la segunda mitad de la década. Ya en los ochenta, la utilización de combustóleo pesado —con alto contenido de azufre e impurezas— en la producción de electricidad aumentaría, y éste sería uno de los factores que perjudicarían la utilización eficiente de la energía, ya que el combustóleo con estas características provocaba el deterioro de las calderas y la disminución en los rendimientos de generación, aumentando la frecuencia de las reparaciones y reduciendo la vida útil de las máquinas de servicio. Todo ello significaba un riesgo para las reservas del parque y, además, los costes de operación de las centrales estaban siendo afectados considerablemente. El combustóleo pesado producido en el país, al no cumplir con las normas para su exportación, se destinaba al consumo interno y a la producción de electricidad.

El desarrollo de la tecnología fue de vital importancia en el sector eléctrico en la década de los setenta. Como muestra de ello, en 1975 se fundaría el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). Este instituto trataría de promover la investigación científica y tecnológica en los procesos de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica. El IIE se enfocaría al aprovechamiento de la energía de fuentes no convencionales —especialmente la solar y la eólica—, brindaría apoyo a la planeación y operación de la central núcleo eléctrica, a la investigación ambiental y del control de desechos producidos por centrales de generación, a la investigación para el mejoramiento y actualización de sistemas de computo requeridos por la gestión de los procesos operativos del sector. Con sus actividades, el IIE promovería una mayor vinculación entre las actividades de investigación y la planta productiva del sector eléctrico. Debido a la calidad de su infraestructura humana y material, el Instituto obtendría el reconocimiento internacional; especialmente en lo relativo a sus actividades de laboratorio.

Por otra parte, en la década de los ochenta, los problemas de la economía mexicana afectaron visiblemente la industria eléctrica: paró de crecer y se vio reducido el presupuesto para el mantenimiento y la investigación, convirtiéndose —como lo es al día de hoy— en una gran carga para el gobierno nacional. De esta manera, se intentaría unificar —lo que no se logró— la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC) con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para

que existiese un monopolio en el sector, tanto por causas financieras, jurídicas y administrativas como por cuestiones laborales.

Desde el gobierno de Lázaro Cárdenas (1934–1940) hasta el gobierno de José López Portillo (1976–1982), el sector paraestatal sería una prioridad en el proyecto nacional. El gobierno mexicano absorbería numerosas empresas privadas que, por diversas causas, amenazaban con cerrar, cancelando empleos, fuentes de producción y, en ocasiones, creando condiciones propicias para la gestación de monopolios. Así, al comienzo del gobierno de Miguel de la Madrid, en diciembre de 1982, existían en México 1115 entidades paraestatales, de las cuales 102 eran organismos descentralizados, 744 empresas de propiedad paraestatal mayoritaria, 78 de propiedad minoritaria y 231 fideicomisos.

En ese mismo año estallaría la crisis financiera causada por al agotamiento del modelo de industrialización sustitutiva de importaciones y a los excesos de gasto público en los que se incurriría para sostenerlo. Para afrontar esta crisis, el gobierno de Miguel de la Madrid reestructuraría la economía nacional, en donde la reforma al Estado se convertiría en el eje central. La propuesta neoliberal consistía en convertir un Estado propietario en uno rector. Una característica que mantuvo el Estado en el sector eléctrico durante esa década.

En los ochenta, paralelamente a las políticas de generación, se concedería una gran importancia al ahorro de energía. Por esta razón, se crearía la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), que sería un organismo desconcentralizado, que gozaría de autonomía técnica y operativa, creado por acuerdo presidencial del 28 de septiembre de 1985. La CONAE tendría por objeto fungir como un órgano técnico de consulta de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, así como también, de los gobiernos de las entidades federativas, de los municipios y de los particulares, en materia de ahorro y uso eficiente de la energía y de aprovechamiento de energías renovables.

Los programas a su cargo dentro del sector eléctrico serían la promoción de acciones relacionadas con el ahorro en los consumos doméstico, industrial y



de los inmuebles del gobierno federal; así como la evaluación de excedentes en centrales eléctricas de autoabastecimiento —cogeneración—. En agosto de 1990 se crearía el Fideicomiso de apoyo al Programa de Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE)<sup>20</sup>, el cual es un organismo de carácter privado —que aún funciona en la actualidad—, no lucrativo, creado para promover acciones que induzcan y fomenten el ahorro de energía eléctrica. Tiene como objetivo apoyar la realización de proyectos demostrativos que permitan inducir y promover el ahorro y uso racional de la energía eléctrica en la industria, comercio y servicios, así como asesorar e incidir en los hábitos de consumo eléctrico de la población mexicana.

### 7.1.1 La perspectiva contemporánea

La reapertura del mercado eléctrico hacia la inversión privada comienza a finales de los años ochenta. En 1989 el gobierno del entonces presidente, Carlos Salinas de Gortari (1988-1994), formula el Plan de Modernización Energética 1989-1994, donde se establecían los lineamientos para integrar la industria eléctrica al proyecto económico del país. Tras una revisión de las políticas de financiamiento se querría dar una mayor participación al capital privado y aumentar los ingresos del sector, se modificaría la política regulatoria de las tarifas y se terminaría con los subsidios a determinados clientes.<sup>21</sup> Además se buscaría elevar la productividad y eficiencia de la Comisión Federal de Electricidad y de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro; no obstante se descartaría su integración.<sup>22</sup> Así mismo, en 1989, se realizaría la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía, previéndose que el Ejecutivo Federal disponga la constitución, estructura y funcionamiento del servicio que venía proporcionando la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC).

---

<sup>20</sup> Véase FIDE (5/08/2007) *Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica*. Página web [Disponible en línea en <http://www.fide.org.mx/>].

<sup>21</sup> DUSSEL PETERS, E., *Mexico's Liberalization Strategy, 10 Years On: Results and Alternatives*. Journal of Economic Issues, 1998. 32: p. 351-363..

<sup>22</sup> El presidente Salinas suspendería el proceso de liquidación de LFC, apostando por su rescate y sustentarla como un organismo descentralizado.

Las empresas del sector eléctrico con participación estatal mayoritaria se conformarían por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. y sus asociadas: Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S.A.; Compañía Mexicana Meridional de Fuerza, S.A.; y Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica de Toluca, S.A. Estas empresas estuvieron operando como concesionarias para la prestación de servicio público de energía eléctrica, y fueron sujetas a disolución y liquidación de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.

En julio de 1990, México finalmente llega a la era nuclear al iniciar operaciones el primer reactor nuclear de la Central Núcleo-eléctrica de Laguna Verde, en el estado de Veracruz.<sup>23</sup> Cinco años después se pondría en marcha el segundo reactor.

En diciembre de 1992, el Congreso de la Unión aprobaría el decreto que reformaría diversas disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, con la finalidad de ampliar la participación de los particulares en la generación de electricidad en actividades que no constituyeran servicio público.<sup>24</sup> En congruencia con la reforma legislativa, el presidente de México expediría el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicado el 31 de mayo de 1993.

Los cambios planteados en estos años buscaban que la inversión se canalizara hacia las plantas de generación de energía. Sin embargo, la ambigüedad de ciertas normas y la deficiente coordinación entre la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la paraestatal petrolera, PEMEX —Petróleos Mexicanos—, dieron lugar a que estos cambios en las legislaciones no atrajeran inversión considerable a centrales eléctricas.

Con la reforma de 1992 —que actualmente sigue vigente—, la CFE intentaría promover la inversión privada en plantas generadoras de energía a través de licitaciones públicas. Por primera vez desde los sesenta, un particular

---

<sup>23</sup> La construcción de la unidad 1 comenzó en octubre de 1976, fue conectada a la red eléctrica en 1989. En el caso de la unidad 2, su construcción empezó en 1977 y se integró a la red de potencia eléctrica en 1995.

<sup>24</sup> ISLAS, J., JERÓNIMO, U., *The financing of the Mexican electrical sector*. Energy policy, 2001(29): p. 965-973..

podía construir y operar centrales eléctricas a condición de vender la totalidad de su producción a la CFE. Así pues, se abriría un espacio limitado a la participación privada, tanto nacional como extranjera, en las actividades de generación de energía eléctrica bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente de energía (PIE).<sup>25</sup>

Debido al mecanismo tradicional de financiamiento de proyectos de infraestructura en los mercados internacionales, los consorcios nacionales y extranjeros que concursaban para construir plantas generadoras estaban sometidos a un riguroso análisis crediticio por parte de los bancos internacionales, el cual incluía la revisión de la habilidad del consorcio para pagar los millones de dólares del préstamo. La magnitud de una planta generadora, por sí misma, vuelve indispensable el trabajar con este tipo de deuda de largo plazo en dólares. Por lo tanto, los bancos hacían especial énfasis en el estudio de los costes e ingresos potenciales de los concursantes. El coste más elevado para el funcionamiento de una planta generadora de energía era el del gas natural<sup>26</sup>, el cual necesariamente tenía que ser comprado a PEMEX. La fuente de ingresos a usarse para amortizar el crédito a largo plazo, además, está en la venta de la electricidad a la CFE. El problema que los consorcios tenían para negociar un contrato de largo plazo de acuerdo con los lineamientos internacionales de análisis crediticio de costes e ingresos, provocaba que los banqueros se mostraran renuentes a otorgar el crédito necesario.

El obstáculo principal radicaba en que el consorcio necesitaba negociar contratos de largo plazo tanto con la CFE para la compra de su producción como con PEMEX para la venta de gas natural. Los banqueros exigían un precio fijo en dólares para el gas de PEMEX y para la compra de su producción por parte de CFE y una garantía de que PEMEX les vendería la cantidad de gas natural que requiere la planta para operar y de que la CFE les compraría toda la producción. De igual forma, el contrato con PEMEX y CFE tendría que tener la misma duración de la amortización del crédito, por lo regular un lapso de

---

<sup>25</sup> BRECEDA..

<sup>26</sup> Necesariamente tenía que usarse el gas natural, pues es más limpio y abunda en diversas partes de México

aproximadamente 20 años. Por último, la existencia de recursos legales ágiles y eficientes para que el consorcio hiciera valer sus derechos, en caso de incumplimiento de contrato por parte de PEMEX o la CFE.

El hecho de que las negociaciones de contratos de los inversionistas con la CFE y PEMEX no fueron exitosas, aunado a las exigencias contractuales anteriormente descritas y a la situación económica inestable de 1994, provocó que la inversión deseada para ampliar la capacidad generadora de energía no se lograra.

El 4 de octubre de 1993, se publicaría en el Diario Oficial el decreto por el que se crea la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP). Ésta surgiría de la necesidad de autonomía técnica de la autoridad reguladora en materia de energía.

Así pues, para inicios de 1994, dicha Comisión comenzaría sus actividades. A finales de ese mismo año se crearía la Secretaría de Energía (SENER), en sustitución de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, creada en 1982. De esta forma, la nueva Secretaría de Energía definiría sus objetivos esenciales en dos vertientes: optimizar los procesos de formulación de la política sectorial y dar seguimiento a la operación de las entidades coordinadas. Así, se reafirmaría la importancia de promover y fortalecer las relaciones entre la Secretaría y las entidades coordinadas del sector respecto a procesos de planeación programación y presupuestación, seguimiento del ejercicio presupuestario, evaluación de los proyectos de inversión, así como propiciar mecanismos modernos buscando un mejor desempeño de las entidades coordinadas.

Los fuertes problemas económicos que sufrió el país a partir de 1994 —ya con el presidente Ernesto Zedillo (1994-2000)— redujeron significativamente los recursos públicos para invertir en desarrollo del sector eléctrico y acentuaron los bajos niveles de eficiencia del sector.<sup>27</sup> Por estas causas, en el año de 1995 se implementarían diversos cambios al marco regulatorio para corregir muchas de

---

<sup>27</sup> HERNÁNDEZ.; p. 23-24.

las barreras a la inversión que surgieron, o no se solucionaron, con la reforma de 1992. Bajo la reforma de 1995 se crearía la Comisión Reguladora de Energía (CRE) con el fin de dar más transparencia y solidez al sector eléctrico, adicionalmente se abriría la distribución y el transporte del gas natural a la inversión privada.

A finales de 1995 se expediría la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, la cual le brindaría un estatus más importante. El nuevo mandato establece que el objeto de la Comisión es el de promover el desarrollo eficiente de las industrias eléctricas, de gas natural y del gas licuado de petróleo. Así mismo, en esas mismas fechas se expediría el Reglamento de Gas Natural, encargado de regular las ventas de este combustible, además de establecer las bases para que empresas privadas tuviesen la posibilidad de obtener permisos para transportación, almacenamiento y distribución de gas natural y gas licuado de petróleo.

La reforma de 1995 corregiría bastantes errores de la reforma del 1992 y provocaría que se generaran numerosas inversiones en las centrales eléctricas, pues la CRE se ganó el respeto de la comunidad internacional por su neutralidad, transparencia y por su nivel de profesionalismo. Adicionalmente, la apertura del sector del gas natural agilizaba ya su utilización y transporte para la generación de energía, ya que los concursantes podían negociar contratos de largo plazo con las nuevas empresas distribuidoras, las cuales garantizan un precio fijo sobre una cantidad de gas.

En el año de 1996 y en observancia de las políticas y lineamientos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 1995–2000, el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía y el Programa de Modernización de la Administración Pública 1995–2000 establecerían nuevas acciones fundamentales de reestructuración y redimensionamiento de la Secretaría, que dentro de sus principales ejes, comprenden la asignación de personal hacia otras dependencias de la Administración Pública Federal.

En 1996 se establecería oficialmente el horario de verano en México, como un esfuerzo encaminado a ahorrar 1% del consumo nacional de

electricidad (1.100 Gwh), equivalente al registrado en 1995 por el estado de Zacatecas y superior al de los estados de Aguascalientes, Colima o Tlaxcala. Al final del primer semestre de 1996, la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad era ya de 32.863 MW.

El 2 de febrero de 1999, el presidente Ernesto Zedillo Ponce de León enviaría al Congreso de la Unión, las iniciativas de reformas a la Constitución Política de México.<sup>28</sup> La iniciativa presentaría la desregulación de la industria eléctrica.<sup>29</sup> El argumento central era la necesidad de obtener recursos suficientes para asegurar el abasto de energía eléctrica en los años siguientes. En principio se hablaría de una inversión por 250.000 millones de pesos, sólo para los próximos seis años. Con ello se buscaría incrementar en 14.700 megavatios la capacidad instalada. Los recursos necesarios para afrontar la empresa ascenderían a los 14.700 millones de dólares.<sup>30</sup>

Posteriormente, la desaceleración de la economía mexicana sufrida en 2001 y la perspectiva de crecimiento a niveles moderados pondrían la reforma al sector eléctrico en un segundo plano. Así, las autoridades de la CFE, los diputados y especialistas estipularon que la disminución de las perspectivas de crecimiento en la economía reducía la presión en los niveles de demanda eléctrica de 6%. Los niveles de demanda eléctrica se redujeron hasta niveles de 3% en el 2001, por lo que la discusión de la reforma dejó de ser prioritaria y ésta terminaría estancada en el Congreso.

A pesar de la reducción del crecimiento de la economía mexicana, existen zonas donde la demanda eléctrica permanece constante pudiendo existir problemas en caso de no continuar con el proceso de construcción de las plantas generadoras. El rezago en la construcción de centrales eléctricas y el fuerte

---

<sup>28</sup> ZEDILLO, E., *Libro Blanco. Decreto por el que se reforman los Artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía Eléctrica*. 2 de febrero de 1999..

<sup>29</sup> La eficiencia de la empresa eléctrica, en cuanto al servicio a la población, también se mencionaría en la propuesta. Para 1999, en cerca de 40 años, se había pasado de un 44% de la población —en 1960, 34 millones— con servicio de electricidad, al 95% —96 millones de mexicanos—.

<sup>30</sup> El coste promedio de generación de un megavatio en todo el mundo rondaba el millón de dólares.

dinamismo de la economía en regiones del noreste del país, impulsadas principalmente por la actividad manufacturera, mantienen la demanda en los mismos niveles de 6% al año.

En el año 2002, bajo el mandato del presidente Vicente Fox Quesada, se presentaría una propuesta de reforma constitucional y legislativa —tal y como lo había hecho en 1999, E. Zedillo— para reformar la industria eléctrica.<sup>31</sup> El presidente manifestó la urgencia de reformar el sector para favorecer la inversión privada, lo que a su vez proporcionaría fondos necesarios para el crecimiento futuro. Así mismo, se diseñaron diversos esquemas de reforma institucional para reestructurar las empresas públicas y su relación con la nueva participación privada. No obstante, esta iniciativa, al igual que la de 1999, acabaría derrotada en el Congreso, ya que fue imposible lograr una mayoría parlamentaria necesaria para su aprobación.

El panorama legal del sector energético es desfavorable y resulta bastante ambiguo para el pleno desarrollo de las inversiones en el sector. Las controversias legales no favorecieron a la inversión en el gobierno de Fox. Este presidente buscaría la apertura del sector al capital privado para elevar la producción de energía y evitar una potencial escasez en el país. Sin embargo, este tema resultó en tremendas disputas políticas donde los detractores de la apertura señalaban al monopolio del Estado en materia eléctrica señalado en los ya mencionados artículos 27 y 28 de la Constitución mexicana. Bajo este tenso panorama se sigue desarrollando el sector eléctrico en el país, en espera de una reforma que lo actualice en base a las experiencias exitosas —y aprendiendo de las no exitosas— obtenidas a nivel internacional.

## **7.2 Situación actual del Mercado eléctrico**

El servicio público de electricidad mexicano ha sido un derecho —no necesariamente explícito— de los habitantes del país; cualquier persona o

---

<sup>31</sup> HERNÁNDEZ.; p. 24.

empresa, puede obtener un contrato de servicio de por vida, sin más requisitos que solicitarlo, pagar los costes de conexión a las redes, pagar en algunos casos el servicio de capacidad, pagar el consumo de energía y observar las reglas y normas técnicas de las empresas encargadas del servicio. Esta es una primera diferencia fundamental con lo que existe en otros países, principalmente en aquellos que han privatizado su electricidad, donde los consumidores, ahora claramente clientes, firman un contrato por tiempo definido y, habría libertad de escoger entre varios proveedores, aunque en ocasiones éstos no tienen la obligación de suministrar. Mucho menos tiene la obligación de garantizar, de por vida, el servicio.<sup>32</sup>

Actualmente, en México las dos empresas que tienen la función de dotar de electricidad a la población y, que por decreto dominan el sector en son la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC).<sup>33</sup> No obstante, su hegemonía se ha ido disminuyendo paulatinamente por la aparición de dos actores en el sector eléctrico, cuya importancia, aunque discreta, está creciendo paulatinamente, y vuelve con ello más complejo el marco de esta industria. El primer actor es PEMEX, una compañía paraestatal que tradicionalmente ha cogenerado y consumido su propia energía eléctrica. Mientras que el segundo lo conforma el grupo de empresas privadas<sup>34</sup> avocadas a producir la propia electricidad que van a consumir, o a generar y comercializar electricidad para grandes usuarios. No obstante, el monopolio integrado por la CFE y LFC es el único autorizado para comprar potencia y energía de generadores independientes. Estas empresas

---

<sup>32</sup> MUÑOZ.; p. 7.

<sup>33</sup> HERNÁNDEZ.; p. 24-28.

<sup>34</sup> A partir de la modificación a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, de diciembre de 1992 a julio de 2007 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha otorgado 667 permisos de generación, importación y exportación de energía eléctrica, de los cuales, 605 se encuentran vigentes. Estos permisos representan inversiones por 15.605 millones de dólares para la instalación de 23.872 megawatts y una generación anual de energía estimada de 151.782 gigawatts-hora. En el periodo enero-julio de 2007, se otorgaron 94 permisos de generación de energía eléctrica que representaron compromisos de inversión por 1 401 millones de dólares para la instalación de una capacidad de 2.058 megawatts, con una producción anual de energía eléctrica estimada de 11.003 gigawatts-hora. Véase CALDERÓN HINOJOSA, F., *Primer Informe de Gobierno*. 2007, Presidencia de la República: México, D.F.; p. 232.



sólo pueden vender su electricidad al monopolio, el cual es el único autorizado para vender electricidad a los diferentes consumidores finales.<sup>35</sup>

Por otra parte, la CFE es, por detrás de PEMEX, la segunda empresa más grande del país, y se autodenomina como una empresa de clase mundial.<sup>36</sup> Según los datos más recientes,<sup>37</sup> la CFE, junto con sus contratistas privados, genera cerca del 87,7% de la producción nacional — 256.564 Gigavatios-hora anuales—, con poco más de 25.3 millones de clientes —aproximadamente 80 millones de mexicanos—, mediante 177 centrales generadores, incluyendo generadores independientes. La CFE también controla la red nacional de transporte, utilizando 48 mil 527 kilómetros de red de transporte con una capacidad conjunta de transformación de 140 mil 835 megavatios (MVA).<sup>38</sup> Este control sobre las líneas de transporte le ha permitido mantener bajo control la participación de los nuevos inversionistas privados.<sup>39</sup>

La CFE está dentro del sector de la mencionada Secretaría de Energía (SENER), quien establece las políticas de carácter general y cuyo Secretario preside el consejo de la CFE. No obstante, la CFE siempre ha permanecido autónoma frente a la SENER. Incluso, el director de la CFE forma parte del gabinete presidencial.

En el otro extremo, LFC es la 38ª empresa del país. Se trata de una empresa insolvente que a pesar de su rescate financiero ordenado en el año 94, sigue en un proceso de deterioro constante. A pesar de que aún produce electricidad, ésta es mínima.<sup>40</sup> Actualmente, LFC funciona primordialmente como un monopolio de distribución y comercialización de electricidad

---

<sup>35</sup> Estos concesionarios productores de electricidad venden al comprador único con un contrato a largo plazo. La contratación se realiza por subasta pública o licitación, donde se adjudica el contrato al productor que ofrezca el menor costo nivelado, utilizando los licitantes la misma tecnología, básicamente ciclos combinados con gas natural como combustible.

<sup>36</sup> LAWRENCE, G., MCMILLAN, *Options as a Strategic Investment*. 4 ed. 2002: Prentice Hall.

<sup>37</sup> CALDERÓN HINOJOSA, F., *Anexo estadístico en Primer Informe de Gobierno*. 2007, Presidencia de la República: México, D.F.; p. 187.

<sup>38</sup> DIARIO EL UNIVERSAL (15/06/2008) *Ve CFE riesgos en la red de distribución*. Página web [Disponible en línea en <http://www.el-universal.com.mx/finanzas/62518.html>].

<sup>39</sup> HERNÁNDEZ.; p. 27.

<sup>40</sup> Se estima en menos de 1%. Véase CALDERÓN HINOJOSA, *Primer Informe de Gobierno*. p.187.

—primordialmente electricidad de la CFE— que opera exclusivamente en la zona centro de México.

A pesar de su autopromoción es un hecho que ambas empresas operan de forma ineficiente<sup>41</sup> y son necesarios enormes esfuerzos por parte del gobierno federal para mantener el servicio a la población a un precio aceptable. Así, la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC) recibe un subsidio anual de más de 35 mil millones de pesos. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) recibe cerca del doble, 63 mil millones en 2007, aunque atiende a tres veces más población —75% contra 25% de LFC—. La causa es que los consumidores pagan sólo 30% de lo que cuesta producir la energía que utilizan.

Aún así, en México el servicio eléctrico es extremadamente costoso en comparación con países poseedores de industrias eléctricas eficientes<sup>42</sup>. Esto debido a los costes que pagan directamente los ciudadanos en la factura del servicio, e indirectamente, a través de sus impuestos que el gobierno utiliza, en parte, para pagar los faraónicos subsidios. Es decir, el coste de la electricidad es bastante más caro de lo que parece, puesto que la factura no refleja el precio del subsidio y donde además, la calidad del servicio es baja.

Esto conlleva un problema para el desarrollo de la economía mexicana, ya que el elevado coste de la electricidad es visto como una fuerte desventaja competitiva. Así mismo, para los usuarios del servicio en climas extremos, las elevadas tarifas representan un fuerte impacto negativo para la economía familiar.<sup>43</sup>

Los precios subsidiados se han conservado cerca del promedio de los países de la OCDE. No obstante, los precios con el subsidio incluido son, con diferencia, más altos. Por ejemplo, en el año 2000, el subsidio residencial era de 76% para LFC y del 59% del costo del servicio para la CFE. Para el año 2002 se

---

<sup>41</sup> Aún en fechas recientes, la CFE se mantiene, en varios estados de la República Mexicana, como la empresa con el mayor número de quejas ante la Procuraduría Federal del Consumidor. Véase RAMÍREZ VILLARELLO, Y., *La CFE sigue como número uno en abusos*, in *El siglo de Durango*, 13/07/08: Durango, México..

<sup>42</sup> HERNÁNDEZ.; p. 36.

<sup>43</sup> La OCDE realizaría un estudio comparativo en 1999/2000 sobre las tarifas eléctricas mexicanas, en relación con las de otros países miembros. El estudio destacó las elevadas tarifas que se pagaban en el país. Datos actuales confirman que el panorama continúa en condiciones desfavorables.

ordenó una rebaja en los subsidios lo que elevó aún más el costo para el usuario, situándolo por encima del promedio de los países de la OCDE<sup>44</sup>, tal y como se mantiene en la actualidad.

Así pues, resulta evidente que la dependencia de los subsidios es una situación que no mejora —y enmascara— las condiciones reales del sistema.<sup>45</sup> Esto ha provocado que la población no abogue por una reforma de fondo del sector. Además, para que estos subsidios representen una mejora real para la economía de los usuarios se vuelve necesario que el servicio no sea tan costoso. En este caso prácticamente la totalidad del monto que se destina como subsidio apenas sirve para paliar los elevados costes del servicio.

Aunque existen, por ejemplo, países como la República Eslovaca que tienen precios residenciales mucho más elevados (0,251 dólares por kWh)<sup>46</sup> que los mexicanos (0,143), la situación sería a la inversa si se retirara del precio mexicano la totalidad del subsidio. Por lo tanto, el sistema mexicano sufre de una falta de eficiencia en comparación con la mayoría de los de países de la OCDE.

En 2007 el total de subsidios que el Gobierno Federal otorgó a los consumidores finales, vía tarifas eléctricas, se estima en 98.576 millones de pesos.<sup>47</sup> Por sector de consumo la distribución porcentual del total de subsidios fue la siguiente: el doméstico recibió 67,1% del total; el sector servicios el 3,2%; el agrícola el 7,7%, con una disminución de 5,9% mientras que el industrial participará con el 16,2% del total.<sup>48</sup>

Los subsidios que se otorgarán a través de la Comisión Federal Electricidad, vía tarifas eléctricas, fueron de 62,872 millones de pesos. En el caso de Luz y Fuerza del Centro los subsidios otorgados a usuarios finales se estimaron en 35.704 millones de pesos, cifra superior en 1% real respecto a

---

<sup>44</sup> En 2005, en México el coste era de 0,14 (dólares por kWh/hora, paridad de poder de compra); coste más alto que países como Francia (0,12), Corea (0,119), Reino Unido (0,131) o Noruega (0,048).

<sup>45</sup> HERNÁNDEZ.; p. 41.

<sup>46</sup> Comparativa de precios válida para el año 2004; datos extraídos de: IEA, *Energy prices and taxes, 1st quarter 2005*, OECD: París.

<sup>47</sup> A lo largo de 2007 el tipo de cambio con respecto al dólar estadounidense fluctuó alrededor de 11 pesos por dólar.

<sup>48</sup> CALDERÓN HINOJOSA, *Primer Informe de Gobierno*.p. 233.

2006, es decir en 1.549 millones de pesos. Desde la perspectiva del gasto público el subsidio eléctrico representa una carga enorme: equivale aproximadamente a la suma del presupuesto total de seis Secretarías de Estado.<sup>49</sup>

Es evidente que para mejorar las condiciones presupuestarias del gobierno, el subsidio debería de disminuir paulatinamente, lo que actualmente sucede exactamente al revés. Ese creciente subsidio ha sido causado por factores como el alza en los precios de los combustibles para generar electricidad, las sequías —cada vez son más comunes— que provocan los niveles mínimos en las presas y afectan la producción hidroeléctrica, y el deterioro de los tipos de cambio con respecto al dólar.

El proponer una disminución del subsidio involucra un alza de tarifas que evidentemente los usuarios no desean pagar. Estas iniciativas de reducciones al subsidio han sido aprovechadas políticamente por diversos opositores al régimen. En este sentido las empresas no pueden cobrar el altísimo precio que deberían sin quebrar la planta productiva y amotinar a la población. Paradójicamente, el subsidio eléctrico «no tiene su origen en las clases más desfavorecidas del país, sino en grupos cuya situación económica es relativamente buena».<sup>50</sup> En este sentido, se sabe que los subsidios que recibe el sector residencial son inequitativos, siendo los más beneficiados las clases medias y, en las zonas cálidas, los usuarios con mayor capacidad económica para consumir. Esto genera también un enorme despilfarro de energía por parte de los consumidores de buenos ingresos; un abuso que, por si fuera poco, el gobierno tiene que subsidiar y, por ello, en fechas recientes inicia programas para paliar esta situación.<sup>51</sup>

---

<sup>49</sup> Entre ellas, Secretarías tan importantes como la Secretaría de Salud, Secretaría de Comunicaciones y Transportes.

<sup>50</sup> HERNÁNDEZ.; p. 62.

<sup>51</sup> En junio de 2008, se iniciaría el programa «Ahorremos Energía», que consiste en la sustitución de refrigeradores, aires acondicionados y focos de nueva generación. Se trata de un programa experimental que se realizará en 11 municipios de Quintana Roo, Sonora y Sinaloa. Se destinó un monto de 110 millones de pesos y se prevé cambiar 11 mil frigoríficos, 11 mil aires acondicionados y 152 mil bombillas ahorradoras de energía.

El presidente Felipe Calderón (2006-2010) mencionó que con este programa el gobierno federal se ahorrará 375 millones de pesos, mientras que los consumidores se ahorrarán 55 pesos al mes por

Así, cualquier usuario paga por debajo del precio los primeros KWh consumidos, independientemente de sus ingresos. Adicionalmente, los usuarios de las zonas cálidas del norte de México —coincidentalmente, la de mayor ingreso per capita— reciben mayores subsidios.

Por otra parte, los mayores afectados por los precios son los usuarios comerciales y algunos gobiernos locales. Ni los comercios, ni el alumbrado público de las principales ciudades del país —D.F., Guadalajara y Monterrey, por ejemplo— reciben subsidio.

La principal causa de que el subsidio sea muy alto es el elevado coste del servicio. Éste, a su vez, viene motivado por los problemas de inversión de las paraestatales, por el alto coste de los combustibles y por el deficiente factor laboral.

Primeramente, la insuficiente inversión ha generado un atraso tecnológico, una insuficiente productividad y, debido a las pérdidas por el equipo obsoleto, un servicio sumamente costoso. Esto puede ser causado por el complejo sistema jurídico —ligado íntimamente a luchas políticas— que crea un clima de incertidumbre para el inversor y desemboca en elevados costes de transacción.

Por otra parte, el monto más elevado del presupuesto de las paraestatales eléctricas es el destinado a la compra de energéticos. Por ejemplo, para el año 2005, el 57,1% del coste de explotación de la CFE<sup>52</sup> fue requerido para la compra de energéticos. Para el año siguiente, el gasto programable ejercido ascendió a 193.417.6 millones de pesos, 9,8 por ciento superior al ejercido en 2005, derivado principalmente de mayores pagos de combustibles a PEMEX por un mayor precio de éstos; así como mayores pagos de PIDIREGAS por el mayor precio del gas y la entrada en operación de nuevas centrales.

---

cambiar su frigorífico viejo y 150 pesos por cada aire acondicionado. Véase NOTICIEROS-TELEVISA (24/06/2008) *Arranca Calderón programa de ahorro de energía*. Página web [Disponible en línea en <http://www2.esmas.com/noticierostelevisa/mexico/003692/arranca-calderon-programa-ahorro-energia>].

<sup>52</sup> El mismo porcentaje fue requerido en el caso de CFE.

Así pues, el alto costo del servicio eléctrico es directamente afectado por el alto costo de combustibles, equipos viejos —40% con más de 30 años—, pocas alternativas de suministro y cuantiosas pérdidas de energía. En estos términos, las empresas producen muy caro un bien estratégico para la economía y para la población.

Por último, pero con una importancia trascendental, se encuentra el factor laboral. Para el caso de la CFE, los costos laborales representan una quinta parte de su costo de explotación, aunque probablemente expliquen un porcentaje más elevado de su ineficiencia. Para el año 2006, la suma de los rubros de «Servicios personales» (22.146 millones de pesos) y «Pensiones y jubilaciones» (7.056 millones de pesos) representó el 19,7% del costo de explotación de la CFE.<sup>53</sup> Para el caso de LFC este porcentaje es mucho mayor —35,7% para el año 2005—<sup>54</sup>.

Estos elevadísimos costes laborales son el resultado de pensiones onerosas, inexistencia de despidos por bajo rendimiento, obstáculos infranqueables a la subcontratación y a la reorganización flexible del trabajo.

Sin embargo, como se ha visto aquí, no se trata de un problema nuevo, sino de un problema heredado por décadas y que no se ha logrado resolver. Por ejemplo, en México la producción nuclear no es tan significativa como en países como Francia, la escasez de lluvias impide la producción de energía barata como en los países nórdicos y se depende en exceso de los combustibles, en una zona donde el suministro es escaso. No obstante, a pesar de estos factores naturales, se ha carecido de proyectos eficientes de infraestructura que faciliten la producción de energía a mejor precio.<sup>55</sup>

---

<sup>53</sup> CFE (15/06/2008) *Informe anual 2006*. Página web [Disponible en línea en <http://www.cfe.gob.mx/informe2006/archivos/094.html>].

<sup>54</sup> HERNÁNDEZ.; p. 76.

<sup>55</sup> En la actualidad hay un gran interés por parte del gobierno mexicano en impulsar proyectos de generación alternativa de energía como la eólica. Como ejemplo de ello, está la Central eólica de La Venta, Oaxaca, inaugurada a finales de 2007. Fue la primera planta eólica integrada a la red en México, y en Latinoamérica, con una capacidad instalada de 84.875 Mw, y consta de 105 aerogeneradores. Esta central fue asignada mediante una licitación pública a Gamesa Eólica, S. A. Sociedad Unipersonal / Iberdrola Ingeniería y Consultoría México, S. A. de C.V.

Dentro de esta defectuosa planeación, el mal diseño de la red de distribución afecta significativamente los costes. La política histórica de PEMEX de subsidiar el transporte del combustible provocó el que numerosas plantas se situaran en sitios inadecuados, lejanas de los proveedores de combustible. Tiempo después, cuando se PEMEX empezó a cobrar costes reales, ya la situación se había desbordado, pues las plantas generadoras eléctricas estaban ya instaladas y esto generaría altos costes de operación. Toda esta situación va de la mano con una falta de planeación estratégica en el crecimiento de no pocas ciudades del país. Así, las compañías eléctricas paraestatales tienen una demanda inestable que genera sesgos en la planeación de la red general, ocasionando, a su vez, cuantiosas pérdidas técnicas de energía.

Por otra parte, existen en las empresas paraestatales del sector eléctrico factores de tipo interno que encarecen la producción de cada KWh. Entre estos tenemos la falta de crecimiento de su equipo, de su renovación por tecnología puntera, y de un mantenimiento importante del equipo ya existente. La falta de inversión es la principal causa de esta situación que a su vez desemboca en una elevada ineficiencia.

Así mismo, otro factor que impacta en los costes de los combustibles y de adquisición de energía de terceros es la reducción de los márgenes de reserva con los que opera el sector de este país. Cuando éstos son elevados, puede satisfacerse la demanda con la producción de las centrales más eficientes y baratas. En el caso contrario, se tiene que recurrir a las centrales menos eficientes y por consiguiente más caras.

Otro importantísimo factor es la inseguridad jurídica con la que opera el sector. Esa inseguridad obliga a las empresas privadas que invierten en el sector a pedir una prima proporcional al elevado riesgo que asumen, o en todo caso, a que alguien más se haga cargo de los riesgos implícitos.

Por otra parte, abordando lo que es la infraestructura de las compañías CFE y LFC, se puede decir que «tienen un fuerte componente de equipos de generación y medios de transporte y distribución viejos e improductivos».<sup>56</sup> Así, el

---

<sup>56</sup> HERNÁNDEZ.; p. 81.

CEESP (Centro de Estudios Económicos del Sector Privado) señalaría que ya, en el año 2002, dos de cada tres unidades generadoras tenían una edad superior a los veinte años. En este sentido, diversos expertos del sector, tanto nacionales como extranjeros, califican como sumamente deficientes las condiciones físicas actuales de la infraestructura eléctrica mexicana. Los efectos del envejecimiento y deterioro de ésta, son evidentes. En el caso de CFE, se ha hablado de un estancamiento que supera el lustro, mientras que para LFC se habla de niveles incluso mayores.

Otros indicios de ese atraso son los niveles de pérdidas de energía y los minutos por año de interrupción del servicio. En cuanto a las pérdidas, éstas se encuentran en porcentajes alarmantes (31,4% en 2006 para LFC y 11% para CFE). Cuando se permite que casi una tercera parte de la electricidad producida se pierda —como en el caso de LFC— se tiene un grave problema. Al realizar una comparativa con industrias de otros países, se observa que existe un gran margen de mejora.<sup>57</sup>

Dentro de estos volúmenes de pérdidas es necesario distinguir entre las técnicas y las no técnicas. Las primeras se refieren a la electricidad que se disipa en su trayecto a través de las líneas de transporte, donde influye directamente la antigüedad de los equipos. En cuanto a las no técnicas, se incluyen alteraciones a los equipos medidores por parte de los propios usuarios, robos a la red mediante instalaciones fraudulentas y cambios ilegales en la facturación. En el caso de LFC, las pérdidas no técnicas en el año 2003 se situaron en un 15%, mientras que las técnicas en un 12%. En 2008, Benjamín Contreras Astiazarán, subsecretario de electricidad de la Secretaría de Energía (SENER), afirmó que durante el año 2007 se tuvieron pérdidas en casi la tercera parte de la energía que LFC compró a Comisión Federal de Electricidad, principalmente por robo de electricidad. De acuerdo con el funcionario federal, esas pérdidas ascienden a más de 6 mil millones de pesos anuales y son cercanas casi la tercera parte del

---

<sup>57</sup> Según datos del Banco Mundial (2004), Singapur tiene un porcentaje de pérdidas del 3%, Chile de un 6,1%, mientras que los Estados Unidos experimentan pérdidas del 8%.



total de la energía que recibe.<sup>58</sup> Por su parte, las pérdidas no técnicas en la CFE son muy bajas, no llegando al 2% para el mismo periodo, pero aún así, Contreras Astiazarán indicó que a escala nacional —LFC y CFE— las pérdidas ascienden a 18 mil millones de pesos anuales

A pesar de este panorama sombrío de ineficiencia del sector eléctrico mexicano —con sus consiguientes repercusiones en las finanzas públicas—, las estimaciones gubernamentales indican que las nuevas inversiones, principalmente privadas, a lo largo de los próximos años podrían mejorar varios de los indicadores de eficiencia. Estas mejoras deberían de reducir los costes de producción, con un especial tratamiento en lo referente a los combustibles.

Una mayor participación en centrales modernas de ciclo combinado sería un importante apoyo para elevar los niveles de eficiencia técnica de las centrales de generación eléctrica. Como indica la CFE, los ciclos combinados: «[...] están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación de la energía eléctrica en las unidades turbogas, los gases desechados con una alta temperatura, se utilizan para calentar agua llevándola a la fase de vapor, la cual se aprovecha para generar energía eléctrica adicional. [...] La combinación de estos dos tipos de generación, permiten el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación termoeléctrica. [...] Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera, turbogás, puede ser terminada en un plazo breve e inmediatamente iniciar su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado».<sup>59</sup>

Este tipo de tecnología ha tenido una gran importancia para elevar la eficiencia de los sectores eléctricos a nivel internacional en la última década. En el caso de México, se espera que la participación de centrales de ciclo

---

<sup>58</sup> LA-JORNADA (26/06/2008) *LFC perdió en 2007 casi la tercera parte de la energía que recibió*. Página web [Disponible en línea en <http://www.jornada.unam.mx/ultimas/2008/06/09/lfc-perdio-en-2007-casi-la-tercera-parte-de-la-energia-que-recibio>].

<sup>59</sup> CFE (07/05/2008) *Descripción del proceso de las centrales de ciclo combinado*. Página web [Disponible en línea en <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/termoelectrica/ciclocombinado/>].

combinado más eficientes y limpias en la generación bruta aumente de un 40,5 a un 49,7% en el periodo comprendido entre 2006-2017.<sup>60</sup>

Así, a medida que se vayan introduciendo centrales nuevas, sustituyendo al equipo obsoleto, los niveles de eficiencia se verán afectados positivamente. La CFE plantea el retiro de 54 centrales entre 2011-2016. Más importante aun que el monto total de la capacidad instalada que planea ser retirado, será importante el evitar los elevados costes de operación de estas centrales en periodos de alta demanda y bajo margen de reserva.

### **7.2.1 La incipiente apertura del sector a la participación privada**

Desde el año 2000 la apertura a la participación privada y pública —independiente a la CFE— ha sido uno de los factores que más ha ayudado a elevar la inversión y la eficiencia en el sector.<sup>61</sup> Como se ha venido mencionando, los inversionistas han tenido que pasar por numerosas dificultades como la adopción de esquemas complejos de negociación estipulados por las autoridades, gozar de un espacio limitado y escasez de garantías fijadas por la ley.

Estos factores han minado los beneficios de la apertura para el país. No obstante, para los usuarios, el beneficio que podría traerle la nueva participación privada —mediante la figura de los PIE (Productores Independientes de Energía)— y pública podría ser mayor de la obtenida hasta el día de hoy, aunque para ello, se tendrían que realizar importantes reformas jurídicas.

Diversos analistas han destacado la naturaleza extranjera y privada de los nuevos permisionarios del sector, lo que ha generado, en términos generales, un rechazo social. No es tan conocido el hecho de que la inversión de permisionarios nacionales —públicos y privados— es igualmente importante. Por ejemplo, a finales de 2006, PEMEX contaba con 47 permisos —42 permisos de

---

<sup>60</sup> CFE, *Ciclo de planificación 2007: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017*. 2008, Comisión Federal de Electricidad: México, D.F.

<sup>61</sup> HERNÁNDEZ.; p. 109.

autoabastecimiento y 5 de cogeneración—. También, dentro de los permisionarios encontramos empresas mexicanas que poseen ingenios azucareros, mineras<sup>62</sup>, cervecería, empresas del ramo textil, papeleras, telefónicas, tiendas, supermercados, etc.

Bajo este panorama, el PIE es el tipo de permisionario en el que la inversión extranjera es claramente predominante. Por ello, también se trata de la figura más controlada por la Comisión Federal de Electricidad. Las empresas Iberdrola<sup>63</sup> (España), Electricité de France (Francia), Unión Fenosa (España), Intergen (E.E.U.U.), Mitsubishi (Japón), Transalta (Canadá), Mitsui (Japón) y AES (E.E.U.U.) han sido las principales participantes de los PIE.<sup>64</sup> Es de destacar el dominio de las empresas europeas —y en especial las empresas españolas con un 49% en 2006— sobre las estadounidenses que apenas llegan a un 14% del total de energía autorizada para los Productores Independientes de Energía.

Los PIE representan una significativa figura de inversión privada en el sector eléctrico. Se configuran básicamente como contratistas de la CFE que financian y construyen un proyecto de generación eléctrica y lo operan durante el total de su vida útil. No obstante, obtienen demasiados beneficios de la administración pública: la mayor parte de las empresas no asumen riesgos, sus utilidades se encuentran garantizadas de antemano y los imprevistos los asume la propia CFE. En resumen, los riesgos son asumidos por la empresa contratante y por consiguiente mediante fondos del gobierno federal.

Será la misma CFE la encargada de determinar cuantos proyectos de inversión se ejecutan y en que periodos, quedando ausente la estructura del libre mercado. La CFE establecerá las condiciones de la participación privada en las bases de licitación de cada proyecto y será la encargada de la posterior adjudicación. Así mismo sólo existirá un comprador autorizado: la CFE.

Dentro de los aspectos positivos de la introducción de los PIE, se encuentra el deshago que pueden experimentar las finanzas públicas y han

---

<sup>62</sup> Por ejemplo, la empresa minera Peñoles con un solo permiso de autoabastecimiento comprometió inversiones por 360 millones de dólares.

<sup>63</sup> Iberdrola controla más de una tercera parte —36%— del total de energía autorizada a los PIE.

<sup>64</sup> HERNÁNDEZ.; p.112.

permitido la instalación de tecnología de punta. En un menor grado, se podría hablar de la introducción de la competencia al sector, lo que comúnmente produce una reducción en los precios. No obstante, dentro de este sistema de licitaciones habría que señalar que en ocasiones ni siquiera se lleva a cabo una competencia entre empresas, ya que en no pocas ocasiones, sólo se postulan una o dos empresas.

Los PIE son la respuesta a la falta de recursos económicos de la CFE y los altos costos de construir y operar las centrales por sí mismas. Este esquema ha sido útil para situar la carga del financiamiento en otras entidades<sup>65</sup> y, así mismo, para lograr un grado de eficacia en la construcción y en los tiempos de entrega con respecto a la obra ejecutada por el propio gobierno.

A su vez, se ha observado que los precios a los que venden los PIE su electricidad a la CFE, es menor al de la propia electricidad producida por la CFE. Así, por ejemplo, en el año 2003, el precio promedio pagado por CFE a los PIE fue de 0,54 pesos por kWh, mientras que el coste promedio de generación de las tres centrales de inversión directa con ciclo combinado operadas por la CFE, fue de 0,7134 pesos por kWh, alrededor de un 31% más de lo pagado a los PIE.<sup>66</sup>

Así pues, los PIE han sido una alternativa para impulsar el desarrollo del sector. Aunque generar electricidad recurriendo a la inversión privada no está libre de riesgos, satisfacer a los usuarios exclusivamente con fondos gubernamentales se está descubriendo, cada vez más, como un negocio condenado al fracaso.<sup>67</sup>

Por otra parte, con la creación de la figura de los PIE, el gobierno de México, a través de la CFE, adoptaría el «modelo de comprador único». Éste es un esquema utilizado internacionalmente, siendo el preferido de los países del sudeste asiático —Filipinas, Indonesia, Malasia—. Este sistema ha mostrado como puntos favorables, la disposición de recursos económicos para la modernización de la planta y generar, con ello, un aumento de la eficiencia.

---

<sup>65</sup> Los PIE han logrado obtener créditos a una tasa de un 7%, contra el 12% que las instituciones crediticias ofrecen regularmente al gobierno.

<sup>66</sup> AA.VV., *Informe del Resultado de la Revisión y Fiscalización de la Cuenta Pública 2003*. 2005, Auditoría Superior de la Federación: México, D.F.

<sup>67</sup> HERNÁNDEZ.; p. 121.

Mientras que en lo negativo, este «modelo de comprador único» hace que el país enfrente numerosos riesgos cuando se presenten devaluaciones, ya que la CFE ingresa pesos y en los proyectos se utilizan dólares. Según David M. Newbery, Investigador y Director del Departamento de Economía Aplicada en la Universidad de Cambridge, al comparar este modelo con un sector eficientemente reestructurado, opina que: «Este tipo de participación privada no condujo a reestructurar el sector ni a atender el problema de las tarifas, las cuales no reflejan y son incapaces de recuperar los costes, un problema que, más bien, la devaluación parece haber empeorado».<sup>68</sup>

Pasando ahora a la parte del autoabastecimiento y cogeneración, la entrada de permisionarios en este campo ha contribuido —aunque todavía de forma limitada— a la creación de un mercado eléctrico en el país. En la normativa mexicana el autoabastecimiento y la cogeneración han sido establecidos de manera que se permite que los socios de las empresas permisionarias puedan acceder al flujo de electricidad producido por el concesionario. Entre los socios de los permisionarios de autoabastecimiento se encuentran organismos gubernamentales operadores de servicios públicos como alumbrado y agua potable. En cuanto a los establecimientos asociados a la cogeneración se encuentran municipios, servicios públicos de agua, drenaje, y transporte; industrias, hoteles, maquiladoras, personas físicas y gobiernos.

Ambos tipos de permisionarios distan de construir un mercado de generadores, en tanto que sus clientes distan de constituir un mercado de grandes usuarios. La contribución de los permisionarios a la configuración de un mercado eléctrico aún está en una etapa muy precoz; situación provocada por la inequitatividad de las relaciones entre éstos con las redes de transporte y distribución de CFE y LFC.

Con las numerosas limitantes que establece la normatividad mexicana, los reguladores han avanzado en los últimos 5 años para tratar de acercar el esquema en función hacia un mercado eléctrico. No obstante, los permisionarios

---

<sup>68</sup> NEWBERY, D.M., *Issues and Options for Restructuring the ESI*. 2001, London: Cambridge.; p.30.

aún tienen que enfrentar al competidor paraestatal que domina el mercado, bajo un marco de escasa protección regulatoria.<sup>69</sup>

Las quejas de los permisionarios motivaron a que en el año 2005, el presidente V. Fox emitiera un acuerdo por el que la Comisión Reguladora de la Energía, la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro deberían de imponer medidas para mejorar al mercado eléctrico, entre éstas estaba el realizar una separación contable y transparentar sus costos de generación, transporte y distribución, así como realizar diversas acciones que facilitarían la participación y competencia de los permisionarios privados.<sup>70</sup> El acuerdo fue nombrado en la prensa como «reforma eléctrica *light*».

A pesar de los esfuerzos realizados en los últimos años, actualmente los problemas continúan, y esto es provocado en gran parte por un diseño institucional inacabado donde prevalecen las condiciones desfavorables para la competencia equitativa.<sup>71</sup>

Un ejemplo de ello fue la aprobación en 2005 de una reforma a la Constitución, en la que se libera a PEMEX de restricciones en sus atribuciones como cogenerador de energía eléctrica. Claramente esta liberalización de PEMEX representaba un avance para la regulación del sector, lo paradójico es que ese mismo tratamiento se ha pedido para los demás permisionarios del sector y siempre se ha obtenido una respuesta negativa.

Como se ha mencionado en páginas anteriores, el sector eléctrico mexicano ha venido operando con una elevada inseguridad jurídica, lo que ha hecho titubear a los posibles inversores o a exigir elevadas primas para cubrir el riesgo.

---

<sup>69</sup> Se tienen que enfrentar situaciones tales como: dificultades para la interconexión a la red de la paraestatal, necesidad de establecer convenios con puntos de desventaja, abastecimiento eléctrico por medio del Centro Nacional de Control de Energía —un sistema poco transparente que no favorece la incorporación a la red de la energía más barata disponible—, tarifas inadecuadas en los contratos de servicio de respaldo con la CFE, precios bajos para la compra de sus excedentes —con lo que no se recupera ni el coste del combustible—, entre otros.

<sup>70</sup> CIDAC, *Reforma eléctrica light*. Semana Política - CIDAC, 8 de Septiembre de 2005: p. 4-5..

<sup>71</sup> HERNÁNDEZ.; p. 124-125.

Como un ejemplo de esta situación de inseguridad, se pueden mencionar la proliferación de impugnaciones jurídicas contra la apertura energética presentadas ante el poder judicial, motivadas principalmente por la politización del sector, un sector estratégico para cualquier nación. Así, se han tenido numerosos enfrentamientos entre el poder legislativo contra el presidente del país, que han terminado en tres controversias constitucionales. El desarrollo de éstas ha marcado el desarrollo de una reforma eléctrica frustrada.

En la primera y más importante de ellas, se impugnaría la constitucionalidad de las modificaciones reglamentarias propuestas por el presidente V. Fox para favorecer la participación privada. La Sentencia del 3 de junio de 2002, relativa a la Controversia Constitucional 22/2001,<sup>72</sup> ha sido uno de los acontecimientos públicos que mayor impacto negativo han tenido sobre la seguridad jurídica de la participación privada en el sector eléctrico mexicano. En ella se resolvió invalidar las reformas realizadas por el presidente, aduciendo que éste había ido más allá de lo constitucionalmente posible. Esta sentencia tendría una repercusión significativa en la opinión pública, yendo más allá de lo que realmente se había resuelto con ella.<sup>73</sup>

Con ese marco de inseguridad, resulta lógico que los inversionistas privados se sientan inseguros y titubeen en el momento de incursionar en el mercado eléctrico mexicano. Ésta no sería la única de las batallas legales que enfrentaría el presidente V. Fox. Esa incipiente apertura del sector recibiría una denuncia por dos legisladores en el año 2003, que concluiría en una controversia

---

<sup>72</sup> AA.VV. (12/03/2008) *Sentencia y votos concurrentes y de minoría, relativos a la Controversia Constitucional 22/2001, promovida por el Congreso de la Unión en contra del Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, del Secretario de Energía, de la Comisión Reguladora de Energía y del Secretario de Gobernación*. Documento electrónico [Disponible en línea en [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/compila/controv/17controv\\_03jun02.doc](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/compila/controv/17controv_03jun02.doc)].

<sup>73</sup> En este sentido, se creó una especie de «leyenda urbana» donde se afirmaba que la Suprema Corte de la Nación había declarado anticonstitucionales las figuras de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en lo correspondiente a los permisos a la iniciativa privada para participar en el sector. En resumen, se popularizó —en parte, intencionadamente con fines partidistas— el que la participación privada atentaba contra la Constitución. Véase HERNÁNDEZ., p. 155.

constitucional resuelta por la Suprema Corte en 2005, aunque en este caso se resolvió a favor del presidente.<sup>74</sup>

### **7.2.2 El componente laboral: el SUTERM y el SME**

Si hasta este momento se ha hablado de la ineficiencia del sector mexicano, de los altos costes, de elevados subsidios, de atraso tecnológico y de inseguridad jurídica, una gran parte de esta problemática tiene un fuerte componente laboral.

En este sentido, los trabajadores de CFE y LFC tienen salarios muy superiores a los de otros trabajadores mexicanos. Para el promedio de todas las actividades económicas, el salario medio de cotización en el Instituto Mexicano del Seguro Social (datos de septiembre de 2006) era de 198,22 pesos por día; mientras que en el sector eléctrico era de 425,96 —más del doble—.

Además, la industria eléctrica paraestatal en promedio paga salarios notablemente superiores a los disponibles para el resto de la economía mexicana. Esto se evidencia en oficios similares con retribuciones dispares y tiene evidentes implicaciones en las finanzas de las paraestatales y en el precio final de la electricidad.

Adicionalmente, los trabajadores del sector reciben aumentos y prestaciones por encima de los otros trabajadores gracias a las luchas del Sindicato Mexicano de Electricistas (SME). Así, la lista de prestaciones incluye conceptos como el recibir un monto de electricidad gratuita, ayudas para la compra de despensas, para el transporte y alquiler; pago al fondo de ahorro, ayudas para gastos funerarios, aguinaldos —un monto extra anual tres veces superior al mínimo por ley— y vacaciones por montos notablemente superiores a los mínimos establecidos por la ley.

---

<sup>74</sup> Aunque esta victoria legal fue significativa, no fue concluyente, y dejaría abiertos caminos para una denuncia, una controversia y una auditoría.



En el caso de la electricidad gratuita, los trabajadores electricistas —tanto los trabajadores de CFE como los de LFC— tienen el derecho a recibir 350 kWh mensuales. Un derecho para los trabajadores que tiene sus orígenes desde la década de los treinta. Esta prestación significaría para un usuario normal —uso doméstico— un desembolso mensual de 719,25 pesos mensuales<sup>75</sup>, datos para el año 2008.

Desde la perspectiva global, el valor de la electricidad gratuita para los 32.947 trabajadores en nómina, 5.995 trabajadores eventuales, y 19.917 jubilados de LFC ascendería a más de 423 millones de pesos.<sup>76</sup> En el caso de CFE la cifra para los 56.454 trabajadores en nómina y 23.317 jubilados sería de casi 574 millones de pesos.

Como han señalado diversos autores, resulta significativo que los trabajadores electricistas piensen que los costes de la electricidad no tienen un valor importante, puesto que para ellos es un valor gratuito.

La electricidad gratuita, sumada a las ayudas de transportación, despensa y alquiler representan un enorme aumento al salario base de entre un 68,8% a un 77,5%. A esto habría que sumarle aún, el monto de las vacaciones, gastos funerarios, aguinaldo y el pago del ahorro, lo que lo eleva a prácticamente el doble.

Una gran parte de las erogaciones de las paraestatales eléctricas va destinado al pago de onerosas pensiones para jubilados. La suma de los trabajadores jubilados —44.692, datos de 2006— representan un 27% de un hipotético total de 165.076 trabajadores (los 44.692 más los 120.384 trabajadores en activo).<sup>77</sup> Esto quiere decir, que ambas empresas eléctricas están pagando un salario a la cuarta parte de una plantilla que ya no trabaja; un número que además crece cada año.

De tratarse de una empresa privada, se podría decir que ésta estaría en quiebra por el elevado número de jubilados. No obstante, el problema vendrá a

---

<sup>75</sup> Las diversas tarifas pueden consultarse en <http://www.lfc.gob.mx/tarifas.htm>

<sup>76</sup> El valor del peso ha adquirido valores entre rangos de 10 y 11 pesos por dólar.

<sup>77</sup> Datos contenidos en FOX QUESADA, V., *Sexto Informe de Gobierno*. 2006, Presidencia de la República: México, D.F.

acentuarse con los próximos jubilados que vendrán a sumarse a la importante cifra. Así pues, estas pensiones, más las prestaciones y los elevados salarios representan un enorme coste, no obstante, el mayor problema es la baja productividad laboral.<sup>78</sup>

La productividad laboral, definida como la relación entre los resultados y el tiempo utilizado para obtenerlos —cuanto menor sea el tiempo que lleve obtener el resultado deseado, más productivo es el sistema—, indica el uso y aprovechamiento que obtiene la empresa del trabajo conjunto de su plantilla laboral.<sup>79</sup> En el caso de CFE y LFC la productividad laboral es bastante baja.<sup>80</sup> Por ejemplo, Endesa, con casi 7 GWh por trabajador, es más de dos veces y media más productiva que el promedio de las paraestatales mexicanas, que están en 1,7 GWh por trabajador. Aunque en estos números evidentemente influyen otros factores como la tecnología empleada, es evidente que CFE y, sobretodo, LFC podrían operar con una plantilla sensiblemente menor. La directora de Electricité de France —una de las empresas extranjeras inversoras en México señala que:— «En México [...] cada una de nuestras centrales opera con cerca de 30 empleados [...]. Una [...] operada por CFE-SUTERM [Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana] emplea más del doble [...]».<sup>81</sup>

Desgraciadamente, gran parte de la imposibilidad de subir la productividad se debe a los contratos colectivos de trabajo acordados con los sindicatos de trabajadores del sector eléctrico. Por ejemplo, si la empresa opta por la subcontratación de determinados trabajos, se tienen numerosos obstáculos de los sindicatos. Así, de acuerdo con el contrato colectivo de LFC, la materia

---

<sup>78</sup> HERNÁNDEZ, p. 213-214.

<sup>79</sup> CASANOVA, F., *Formación profesional, productividad y trabajo decente*. Boletín No. 53. 2002, Cinterfor: Montevideo.

<sup>80</sup> La productividad de los trabajadores que laboran en Luz y Fuerza del Centro (LFC) cayó 12 por ciento entre 2000 y 2007. Hace siete años, las ventas por cada trabajador eran de 852 megawatts (MWh), mientras que el año pasado fueron de 751, de acuerdo con datos oficiales. Esta caída se debe, principalmente, al aumento de personal de Luz y Fuerza, pues el número de empleados creció casi 13 por ciento, al pasar de 35 mil 833 a 40 mil 478 al cierre de 2007, incluso sin contar los que se jubilaron. Véase DIARIO REFORMA (22/06/2008) *Cae 12 por ciento eficiencia de LFC*. Página web [Disponible en línea en [www.reforma.com/negocios/articulo/432/862040/default.asp](http://www.reforma.com/negocios/articulo/432/862040/default.asp)].

<sup>81</sup> ANGULO DE LESEIGNEUR, C., *Energía: Suplemento especial*. Diario Milenio, 29 de Octubre de 2003.; p. 5.

laboral incluye labores de fabricación, mecánica de suelos, albañilería, aseo y limpieza, deshierbe, poda de áreas verdes, recolección de escombros, corte de ramas de árboles, transportación de equipo pesado y ligero, mantenimiento del equipo automotriz, etc. En todos estos casos, se ha estipulado que estas actividades deberán de realizarse con trabajadores afiliados al sindicato, que además perciben salarios por encima del mercado.

De esta forma, se ha establecido una dinámica donde LFC es mucho más que una empresa abastecedora de electricidad. De hecho, dentro de su estructura existe la empresa constructora que tiene más personal con contrato fijo de todo el país, con todo lo negativo que eso conlleva. Para LFC sería mucho más rentable el contratar el trabajo de construcción con empresas externas. En esta misma línea, LFC también se ocupa de las cuestiones automotrices y de transporte a un costo financiero considerable para la empresa. Esto ha significado que la empresa no pueda acudir a terceros para transportar un generador eléctrico para su reparación o instalación, lo que encima genera pérdidas de tiempo.

En cuanto a la CFE, su contrato colectivo de trabajo refleja un enfoque distinto en cuanto al problema de la subcontratación. En CFE se permite la subcontratación siempre y cuando su sindicato obtenga la titularidad del contrato colectivo con el subcontratador. Así, se señala que: «Independientemente del contenido de esta Cláusula, las partes convienen que cuando una persona jurídica o física distinta a la CFE, realice cualquiera de las actividades materia del presente Contrato, en todas sus modalidades, previo a su ejecución, deberá firmar invariablemente, Contrato Colectivo de Trabajo con el SUTERM, el contrato colectivo que firme el SUTERM con cualquier persona física o jurídica, distinta de la CFE, será de naturaleza propia y no aplicará el Contrato Colectivo de Trabajo Único que tiene celebrado CFE y el SUTERM».<sup>82</sup>

---

<sup>82</sup> Para profundizar más en el tema, véase CFE, (2006). *Contrato Colectivo de Trabajo CFE-SUTERM 2006-2008*, [En línea]. Página Web, <[http://normateca.cfe.gob.mx/Normateca/NormatecaInternet.nsf/0C7A4D6694F1698C862573E9006127AF/\\$File/CCT%202006-2008.pdf](http://normateca.cfe.gob.mx/Normateca/NormatecaInternet.nsf/0C7A4D6694F1698C862573E9006127AF/$File/CCT%202006-2008.pdf)>. Título en el head: Contrato Colectivo de Trabajo CFE-SUTERM 2006-2008. [Consulta el 15/06/2008].

A través de este inciso, el SUTERM posee el contrato colectivo de los entrantes Productores Independientes de Energía que venden su electricidad a la CFE. Así mismo, los contratistas de obras deberán, por ley, suscribir contratos colectivos con el SUTERM.<sup>83</sup>

Analizando ahora el Contrato Colectivo de los trabajadores de LFC,<sup>84</sup> —miembros del SNE (Sindicato Nacional de Electricistas)— se observa que éste es extremadamente rígido y define puesto a puesto de forma pormenorizada. Una vez definidos los perfiles, a los trabajadores les queda terminantemente prohibido realizar alguna labor, por insignificante que parezca, que no esté dentro de la descripción del puesto. Esta rigidez se traduce en numerosas contrataciones para realizar trabajos específicos y reduce la flexibilidad de la empresa para ajustarse a los cambios administrativos o tecnológicos. Por ejemplo, una cuadrilla de LFC puede tener hasta el doble de trabajadores que una de CFE<sup>85</sup>, y en un determinado momento se tuvo que contratar operarios de máquinas Fax porque su uso no estaba estipulado en los perfiles existentes.

Así mismo, se tienen fuertes restricciones de movilidad geográfica. Si la empresa por el crecimiento, disminución o desaparición de la demanda requiere una reagrupación de sus trabajadores en una determinada zona, esto será imposible sin el consentimiento sindical.

A todos estos factores culpables de una evidente ineficiencia y el consiguiente encarecimiento de la electricidad, habrá que sumarle los permisos para ausentarse a trabajar por cuestiones sindicales, el personal permanente que se dedica exclusivamente al sindicato y que es pagado por LFC, los montos destinados al alquiler y servicios de oficinas sindicales, pagados igualmente por el gobierno, entre otros. En cuanto a la situación del sindicato de la CFE (SUTERM), éste no llega a las mismas condiciones, sin embargo, no es, por mucho, un impulsor de la productividad.

---

<sup>83</sup> Ibidem.

<sup>84</sup> SME, (2008). *Contrato Colectivo de Trabajo Sindicato Mexicano de Electricistas*, [En línea]. Página Web, <<http://www.geocities.com/CapitolHill/Parliament/1461/cct/indcap.html>>. Título en el head: Índice por Capítulos. [Consulta el 16/06/2008].

<sup>85</sup> HERNÁNDEZ, *La reforma cautiva. Inversión trabajo y empresa en el sector eléctrico mexicano*; p. 235.

Si estos sindicatos gozan de numerosos privilegios es por años de logros de sus dirigentes —a base de presionar al ejecutivo del gobierno—, pero sobretodo por el enorme poder que tienen sobre la economía y, por consiguiente, sobre el panorama político nacional.

Así, por una parte, el SME ha seguido, desde 1993, una estrategia de férrea oposición a la apertura. Su alianza con los opositores a la reforma eléctrica ha propiciado la negativa del ejecutivo a darle recursos para invertir en la paraestatal. Por otra parte, el SUTERM ha buscado unirse a la tendencia reformadora del sector, y a la vez obtener beneficios de ésta. El apoyo que ha brindado el SUTERM a la apertura del sector eléctrico es en gran parte una estrategia laboral. El sindicato no se ha limitado a apoyar la participación privada fuera de la CFE, sino que además ha apoyado diversas acciones de ésta para promover su modernización interna. Al estar —en parte— de acuerdo con la apertura, ha contribuido a mejorar la viabilidad de la CFE, y ha facilitado el camino para la incorporación de los trabajadores electricistas a las nuevas tecnologías y a nuevas tendencias en lo que a organización laboral se refiere.

### **7.2.3 Entre la empresa pública y la privada**

Las empresas paraestatales eléctricas mexicanas tienen grandes limitaciones para tomar varias de las decisiones básicas que resultan naturales para las empresas del sector privado. Entre éstas se encuentra la fundamental capacidad de decidir dónde invierte y cómo lo hace. Se trata de una cuestión que convendría que fuese decidida y consensuada por los propios directivos de la empresa que son quienes sabrían mejor sus propias condiciones y oportunidades. Si la empresa carece de estas facultades, difícilmente podrá afrontar problemas, invertir y aprovechar posibles ventajas del mercado.

Así mismo, estas empresas enfrentan dificultades para establecer sus propios precios, los cuales son determinados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y los productos que ofrece a los usuarios. Si una empresa no puede controlar sus propios precios está en peligro de llegar a perder dinero

—como es el caso de CFE y LFC—, y si no puede adecuarse a los tiempos ofertando nuevos productos, está desperdiciando oportunidades.

En este sentido, si la empresa paraestatal encuentra limitaciones en su accionar, es difícil adjudicarle la total responsabilidad del panorama desfavorable en que se encuentra el sector eléctrico mexicano. Las paraestatales podrían argumentar que la Secretaría de Hacienda es la responsable de la falta de inversión y mantenimiento, así como de la recuperación de los costes de producción, ya que ésta es quien integra el presupuesto y fija los precios.

Por otra parte, la Secretaría podría argumentar que CFE y LFC no han tomado acciones drásticas para abatir costes y aumentar la productividad laboral, por lo que a mayor inversión, sería un mayor desperdicio de fondos gubernamentales. De cualquier forma, esta responsabilidad compartida, evita en cierta manera, la toma de decisiones.

Así pues, se ha observado que las diferencias entre las empresas privadas y las públicas —en este caso CFE y LFC—, son problemáticas. Si bien, las empresas públicas no persiguen el lucro, la búsqueda de la rentabilidad no es un objetivo negativo para un tipo de empresa que produce servicios, ya que en un mercado competitivo, dicha búsqueda hace que estas empresas se esfuercen por ser eficientes, por reducir sus costes internos y aumentar sus ingresos, en este caso sería la riqueza nacional.

Así mismo, estas empresas paraestatales eléctricas entran en una contradicción empresarial. Por una parte, tienen que mantener las fuentes de empleo y, por otra, economizar recursos. Para estas empresas que tienen un exceso de personal, se vuelve imposible el ahorro.<sup>86</sup> Lo mismo sucede en el caso de las tarifas subsidiadas; las cuales pueden justificarse por el bienestar de la población, aunque con ello se está comprometiendo la rentabilidad de la empresa y la riqueza nacional. De esta manera, se ha observado que todos los objetivos sociales pueden ser alcanzados a costa de comprometer el patrimonio de la empresa pública. Este dilema no es exclusivo del sector eléctrico mexicano, ya que se ha experimentado en otras partes del mundo.

---

<sup>86</sup> *Ibidem*; p. 382-383.

#### 7.2.4 Perspectivas futuras

Actualmente, la normatividad vigente que rige la administración y el gobierno corporativo de las empresas eléctricas mexicanas se muestra inadecuada. Sin duda, el marco legal vigente sacrifica la dimensión empresarial para alcanzar objetivos de control burocrático y político.

Si bien, resulta poco viable el desaparecer los controles sobre la empresa pública, sí se debería de motivar una reformulación de éstos que conduzca a una administración más profesional y efectiva en beneficio del Estado. En épocas pasadas ha habido numerosas reformas, no obstante, ninguna de estas sustancial. El modelo de empresa aún está muy lejos de experiencias exitosas a nivel internacional.

Así pues, como se ha resumido aquí, LFC y CFE, ésta última en menor grado, han mantenido criterios inadecuados de ejercicio, donde por otra parte se les ha impuesto el cobrar tarifas que no recuperan ni siquiera los costes de producción, obligándose así a recurrir a fondos del Estado para pagar enormes subsidios, sumados a los obstáculos burocráticos y legales a la innovación en todos los órdenes de la empresa.

Sin retos a la competitividad, ni recursos para cambiar la espiral negativa, las empresas se estancan en lugar de modernizarse. Entre más pasa el tiempo y la infraestructura eléctrica se vuelve más antigua —y con el escaso mantenimiento— más caro es el kWh que producen, con lo que todo el sector se sitúa en una espiral negativa.

El cambio lógico que sería dejar que entren otras empresas a ofrecer electricidad más barata —más allá de los restringidos PIE— está prohibido por la Constitución. Por tanto, el primer paso sería la renovación del marco jurídico. Un primer paso difícil, pero cada vez más urgente.

### 7.3 En vías de una liberalización regulada del sector

Para dejar a un lado el papel de empresario y adquirir el de un regulador, el gobierno mexicano debería privatizar las empresas públicas ineficientes. Ésta se ha mostrado a nivel internacional como una opción para resolver los problemas de competitividad y confiabilidad de la industria eléctrica. Como se ha reseñado en páginas anteriores, el monopolio estatal no es la forma más eficiente para producir electricidad y proteger a la población de las irregularidades en las que podría caer un monopolista privado en vías de obtener cuantiosas ganancias. Además, por su misma naturaleza, la industria eléctrica necesita invertir de forma continua grandes montos para ofrecer un servicio de calidad a sus usuarios; situación cada vez más difícil por los crecientes recortes de inversión pública.

En el caso de realizarse una liberalización regulada del sector que, como se ha visto, ya ha comenzado de forma tímida con los PIE's —los que han reducido los costes de producción, con respecto a la CFE, mediante una mayor competencia y eficiencia—, se tendría que seguir los lineamientos de experiencias internacionales consideradas eficientes. Dentro de los modelos privatizadores<sup>87</sup> existen diversas variantes y posibilidades. Por ejemplo, una de las opciones pasa por mantener la estructura actual de la industria y establecer un sistema de «privatización sin competencia»; es decir, que las empresas actuales continúen haciéndose cargo de las actividades de generación, transporte y distribución, pero, pasando a ser adquiridas por inversores privados. Esto es, la conversión de las empresas públicas, CFE y LFC, en sociedades mercantiles, con una vigencia temporal y transitoria, para trasladar de esta manera la propiedad accionarial a inversionistas privados.

Otra forma de realizar la liberalización consiste en mantener la estructura del sector eléctrico con alguna participación privada en la etapa de generación —el estado actual del sector mexicano—. En esta opción, las empresas

---

<sup>87</sup> DÍAZ-BAUTISTA, *Experiencias internacionales en la desregulación eléctrica y el sector eléctrico en México*; p. 243-247.



continúan siendo propietarias de la infraestructura, aunque su participación se limita a adquirir únicamente un segmento de la generación.

Una variante derivada de ésta última opción sería el añadir el libre acceso a las líneas de transporte y distribución. Aunque continuaran en posesión del Estado, la empresa pública, propietaria de las redes, debería de poner su capacidad de transporte, a disposición de la participación privada, un punto importante de esta hipotética desregulación sería el garantizar el acceso a las redes por parte de terceros; lo que actualmente sucede de manera irregular, sujetándose al juicio y a la conveniencia de la propia Comisión Federal de Electricidad —la poseedora de las líneas—. De mantener la misma estructura, debería de incentivarse la minimización de los costes de producción mediante la incorporación de sistemas con una mayor eficiencia.

Este esquema —el que desregula la generación, pero mantiene el monopolio de transporte y distribución—, correctamente aplicado, dotaría al sector de un impulso en cuanto a la competitividad sin sacrificar los beneficios que las economías de escala brindan en la transporte y distribución. Por otra parte, si se conserva la integración vertical —generación, transporte y distribución—, los monopolios intentarán sacar provecho de su situación privilegiada; es decir, de su poder de mercado en el sector abierto a la libre competencia —el de la generación— por medio de mecanismos discriminatorios contra las empresas no-afiliadas, lo que entorpecería la incorporación de nuevos competidores.

En los segmentos de transporte y distribución, donde no es posible establecer la competencia, ésta podría crearse a través de concesiones o mecanismos de arrendamiento que posibiliten cubrir la demanda total. Esto motivaría un aumento en la eficiencia dentro de las condiciones adversas de un monopolio natural.<sup>88</sup> La concesión sería asignada a través de subastas a la empresa que ofrezca las mejores condiciones. Este esquema disminuiría el riesgo de constantes renegociaciones entre el Estado y la empresa regulada, en cuestiones como tarifas, inversiones y cobertura del servicio.

---

<sup>88</sup> *Ibidem*; p. 249.

Una cuarta posibilidad —y la que esta tesis sugiere aplicar aprendiendo de experiencias internacionales exitosas— con la que podría liberalizarse el sector e introducir a la postre la comercialización de instrumentos financieros derivados eléctricos en el MEXDER —el mercado de derivados mexicano—, sería su desintegración vertical en las actividades de generación, transporte y distribución. Esta separación buscaría fomentar la libre competencia. Así, los consumidores finales podrían comprar directamente al generador que ellos elijan, en un esquema similar al de países que han optado por el modelo de mercados *spot* de electricidad. Así mismo, existe la posibilidad de comprar y vender la electricidad entre comercializadores, generadores y empresas distribuidoras.

Cabe señalar que en las distintas estructuras del mercado eléctrico en el mundo, la comercialización se desarrolla en condiciones similares, es decir, en los mercados eléctricos desregulados que presentan esquemas de bolsas de energía o *pool*, los comercializadores compran esta energía en el mercado mayorista, ya sea en la bolsa o realizando contratos bilaterales con los generadores, para luego venderla directamente a los usuarios finales.

Como consecuencia de esta total apertura de la industria, y la competencia derivada de la participación de nuevas empresas, se establecería propiamente lo que es un mercado de generación al mayoreo, liberalizándose también, como se ha mencionado, la comercialización de la electricidad.<sup>89</sup> Como se ha analizado en esta tesis, la incorporación de instrumentos financieros derivados eléctricos puede reducir la volatilidad de los precios y redistribuir el riesgo a quien esté dispuesto a asumirlo.

Si bien, se tienen diversas posibilidades para emprender una liberalización, no cabe duda que el principal beneficio, en términos generales, para el sector sería el establecimiento de una verdadera disciplina de mercado; lo que limitaría el riesgo de una nueva intervención del gobierno mexicano. No obstante, cabe señalar que un cambio de propiedad entre la empresa pública y la privada, no tendría mayores alcances sin un verdadero replanteamiento de las regulaciones existentes.

---

<sup>89</sup> También, por estas nuevas disposiciones se volvería conveniente la privatización de los activos eléctricos.

En este sentido, debido a todos los cambios a realizarse, sería conveniente el establecimiento de una nueva ley de energía eléctrica que contemplara a los nuevos actores. Posteriormente, se tendría que realizar un proceso de desagregación de las empresas eléctricas verticalmente integradas en empresas separadas por actividades: generación, transporte, distribución y comercialización, e incluso se podría llegar a la subdivisión de éstas.

Por otra parte, sería importante el establecimiento de una reforma regulatoria, encomendándosele esta labor a la CRE, la cual debería de poseer una mayor jerarquía y autonomía para cumplir adecuadamente con estos fines. También, faltaría por establecer las nuevas reglamentaciones referentes a la protección de consumidores, asignación de subsidios y costes hundidos. En este sentido, y siempre teniendo como prioridad el brindar un servicio de calidad y tarifas competitivas a los consumidores, los cambios que debería de realizar el sector eléctrico podrían ir encaminados, como se ha mencionado, a fortalecer el marco regulatorio de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). De esta manera, se podría garantizar certidumbre jurídica a inversionistas; transparentar el abastecimiento eléctrico; reorganizar la industria de abastecimiento del combustible para las plantas productoras de electricidad, con el objetivo de contar con mayor disponibilidad; actualizar el sistema de tarifas; y apostar por la transparencia de los costes del servicio de interconexión; así mismo, diversificar las fuentes de suministro de generación eléctrica —impulsando el autoabastecimiento, la cogeneración, la importación y exportación—; crear, como se ha mencionado en los puntos anteriores, un verdadero mercado eléctrico que fomente la competitividad; aumentar la calidad del servicio y promover eficiencia en la prestación del servicio público y privado; brindar una mayor autonomía de gestión a CFE y LFC; y, como un apartado adicional —pero cada vez de mayor relevancia en la actualidad—, promover el ahorro y las energías renovables.

A su vez, este fortalecimiento de la CRE deberá tomar en cuenta prioritariamente el interés del consumidor, el desarrollo del empleo, la innovación y la competitividad. El objetivo de la CRE como regulador debe ser redistribuir el ingreso entre el productor y el consumidor y crear condiciones de competencia,

así como de seguridad y calidad de suministro, todo ello con un sentido promotor, manteniendo el desarrollo eficiente de las actividades reguladas.

Para cumplir eficientemente con ello, la CRE debería otorgársele la suficiente autoridad para fortalecerse como el regulador del sector; brindarle la capacidad para regular las tarifas fomentando el proporcionar tarifas competitivas a los consumidores, interviniendo en la estructura de costes, vigilando el equilibrio óptimo entre productores y consumidores; darle la capacidad para que, de manera independiente, analice y apruebe los términos y condiciones del servicio; también, modificar su ley orgánica para permitir mejorar las condiciones de su operación; implementar un marco jurídico bien estructurado que de seguridad a la inversión privada y permita a la CRE, como autoridad independiente, regular las actividades de generación, transporte y distribución —con la apertura a la inversión privada— en cuanto a precios, inversiones y calidad del servicio.

Así mismo, la CRE debería participar en la planeación y programación de la construcción de infraestructuras; establecer normas que favorezcan la cooperación y la equidad entre los participantes del mercado; vigilar y regular las condiciones en las que son dadas los servicios de interés económico general; y permitirle intervenir directamente en la optimización energética, en lo concerniente a la racionalización del consumo y a la seguridad energética.

#### **7.4 El mercado de instrumentos derivados mexicano y su cámara de compensación**

La planeación de un mercado de instrumentos derivados en México ha sido el resultado del esfuerzo de varias instituciones como la Asociación Mexicana de Intermediarios Bursátiles (AMIB), la S.D. Indeval<sup>90</sup>, así como la

---

<sup>90</sup> El 28 de abril de 1978 se constituyó legalmente el primer depósito de valores en México, bajo la denominación de «Instituto para el Depósito de Valores», como organismo gubernamental con personalidad jurídica y patrimonio propio. En octubre de 1979 esta institución empezó a recibir títulos en depósito. El 21 de julio de 1987, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la privatización de los servicios del depósito de valores; siendo el 20 de agosto del mismo año cuando

Bolsa Mexicana de Valores (BMV). Estas instituciones son responsables de este mercado, y son las que dieron forma a su estructura, tanto a nivel operativo como en su normatividad. En cuanto a la vigilancia del mercado, ésta se realiza con la colaboración de entidades como la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), y el Banco de México (BANXICO), quienes se encargan de ver el cumplimiento de cierto tipo de requerimientos a nivel operativo, prudencial, tecnológico y jurídico.

La planeación y posterior instalación de un mercado de estas características, tras una de las más graves crisis financieras por las que ha atravesado el país,<sup>91</sup> requirió de un especial cuidado en el fortalecimiento de la estructura regulatoria. Esto era indispensable para brindarle al mercado una mayor estabilidad e incrementar la deteriorada confianza de los inversionistas para participar en él.

La ideación de este Mercado Mexicano de Derivados inició en 1994, financiado por la Bolsa Mexicana de Valores (BMV). Además, paralelamente se crearía una Cámara de Compensación con el nombre de «Asigna, Compensación y Liquidación», bajo la responsabilidad de la mencionada, S. D. Indeval.

La importancia de que los países cuenten con un mercado de derivados, como lo ha hecho México,<sup>92</sup> ha sido destacada por organismos financieros

---

el Instituto se constituyó legalmente como sociedad privada, cambiando su denominación a «S.D. Indeval, S.A. de C.V.» la cual comenzó a operar el 1º de octubre de este mismo año.

<sup>91</sup> La crisis económica de México de 1994 fue la última crisis del país de repercusiones mundiales. Fue provocada por la falta de reservas internacionales, causando la devaluación del peso mexicano durante los primeros días de la presidencia de Ernesto Zedillo (1994-2000). A unas semanas del inicio del proceso de devaluación de la moneda mexicana, el entonces presidente de los Estados Unidos, Bill Clinton, solicitó al Congreso de su país la autorización de una línea de crédito por \$50 mil millones de dólares para el Gobierno Mexicano que le permitieran garantizar a sus acreedores el cumplimiento cabal de sus compromisos financieros denominados en dólares.

En el contexto internacional, las consecuencias económicas de esta crisis se denominaron «Efecto Tequila». En México también se le conoce como el «Error de diciembre», una frase acuñada por el ex presidente mexicano Carlos Salinas de Gortari para atribuir la crisis a las presuntas malas decisiones de la administración entrante de Ernesto Zedillo y no a la política económica de su sexenio.

<sup>92</sup> MexDer en 2007 compitió con Malasia (ganadora), Rusia, India, Moscú, Turquía y Polonia en el grupo de la “Mejor Bolsa de Derivados Emergente” del año; según los premio de la revista FOW. The Global Derivatives Magazine. Así mismo, el volumen de operaciones que sobre el futuro de la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio a 28 días (TIIE) se realiza en el Mercado Mexicano de

internacionales como el International Monetary Fund (IMF) y la International Finance Corporation (IFC), quienes han recomendado el establecimiento de mercados de productos derivados listados para promover esquemas de estabilidad macroeconómica y facilitar la distribución y el control de riesgos en intermediarios financieros y entidades económicas.

Los primeros contratos a futuro que se comenzaron a negociar en nuestro país fueron a través de la Bolsa Mexicana de Valores; estos contratos fueron sobre el tipo de cambio entre el peso mexicano y el dólar, que más tarde, en 1982, fueron suspendidos —después de 6 años de duración en el mercado bursátil—. Ya en 1983 se emitirían contratos a futuro referentes acerca de acciones individuales y petrobonos<sup>93</sup>; no obstante, no sería hasta 1986 que se registraron operaciones de este tipo de contratos.

El gobierno federal mexicano también ha emitido instrumentos híbridos, los cuales han sido de gran importancia en la conformación de carteras de inversión. Entre estos instrumentos se podrían destacar los siguientes: Petrobonos (1977 a 1991), Pagafes<sup>94</sup> —Pagarés de la Tesorería de la Federación— (1986 a 1991) y Tesobonos<sup>95</sup> — Bonos de la Tesorería de la Federación— (1989 hasta nuestros días).

En el año de 1992 se suspendieron los contratos «*forward Over The Counter*», debido a la carencia de un marco operativo formal. A finales de 1994 entrarían en vigor las normas de Banco de México para la operación de contratos *forward* sobre la tasa de interés interbancaria promedio (TIIP) y sobre el índice

---

Derivados (MexDer) lo ha colocado como el quinto mercado más importante de las principales bolsas de coberturas financieras del mundo.

<sup>93</sup> Título de crédito respaldado por cierto número de barriles de petróleo crudo mexicano de exportación y emitido por el gobierno en el mercado internacional de capitales. Se considera como un instrumento de renta fija ya que ofrece un rendimiento determinado a un plazo también definido; sin embargo, su precio en el mercado secundario varía dependiendo de las expectativas del mercado petrolero y del tipo de cambio.

<sup>94</sup> Títulos denominados en dólares americanos y pagaderos en moneda nacional a la paridad controlada peso-dólar. Se emitieron por primera vez el 21 de Agosto de 1986, con objeto de ofrecer a los inversionistas mexicanos un instrumento de ahorro con cobertura cambiaria y contrarrestar la demanda de divisas. El nivel de las tasas de interés que ofrecían era superior a las de los instrumentos similares de los EE.UU. Su objetivo, fue el de contribuir a eliminar la fuga de capitales al exterior. Su plazo era de 182 días.

<sup>95</sup> Títulos de crédito negociables denominados en moneda extranjera y pagaderos en moneda nacional, a la orden del Banco de México y a cargo del Gobierno Federal.

nacional de precios al consumidor (INPC), sujetos a registro ante el banco central y cumpliendo las normas del Grupo de los Treinta, para garantizar el control administrativo y de riesgo.

Por otra parte, en el año de 1992, comenzarían a operarse los *warrants*<sup>96</sup> en la Bolsa Mexicana de Valores; los cuales eran títulos que comprendían acciones individuales sobre índices accionarios. Sobre estos índices mexicanos se empezó a operar a nivel internacional, entre los años de 1992 y 1994, en bolsas de valores como las de Londres y Luxemburgo.

Para el año 1994 se negociarían opciones sobre acciones mexicanas en mercados internacionales como el CBOE, AMEX, NYOE, NYSE, entre otros. Entre los contratos más populares y demandados fue, sin duda, el de Telmex L. En 1993, en el CBOE, se operaron más de 30 mil millones de dólares en opciones sobre Telmex, importe cercano a 50% de la operación total en acciones en la BMV, durante ese año.

Posteriormente, en el tiempo comprendido entre 1994 y 1997, se lograron avances bastante significativos para la puesta en marcha del MexDer, tales como el lograr una conexión en tiempo real entre la Bolsa de Valores y la S.D. Indeval, donde se alcanzó una valuación diaria de instrumentos tanto de capital como de deuda. Existiría una incorporación de intermediarios internacionales en la BMV, así como la participación de parte de los bancos en títulos de deuda sobre la misma BMV, así como la publicación de reglas, emitidas por las autoridades financieras. Estas reglas, publicadas en 1996 en el Diario Oficial de la Federación, definen la estructura y las formas de operación de los participantes de este mercado. Un año más tarde, se definieron las normas de carácter

---

<sup>96</sup> Valores que dan derecho a comprar o vender un activo en unas condiciones preestablecidas. Los warrants son valores negociables en Bolsa; otorgan a su poseedor el derecho, pero no la obligación a comprar (call warrant) o vender (put warrant) una cantidad determinada de un activo (activo subyacente) a un precio prefijado (precio de ejercicio o strike) a lo largo de toda la vida del warrant o a su vencimiento. Para adquirir ese derecho, el comprador debe pagar el precio del warrant, también llamado prima. La cotización de un warrant representa en todo momento el precio a pagar por adquirir ese derecho.

La primera y fundamental diferencia entre los warrants y las opciones es que los warrants son emitidos por diversas entidades, mientras que las opciones sólo las emite el mercado de derivados local.

prudencial de los participantes y organismos como MexDer y Asigna, dichas normas fueron publicadas en un documento por la CNBV.

La reglamentación de este mercado en México comprendió normas de operación, procedimientos para la admisión de socios, mecanismos de auditoria, procesos arbitrales y disciplinarios, sanciones por incumplimiento, y la supervisión y vigilancia de MexDer y Asigna. Es así como en septiembre de 1997 comenzó —tras varias reuniones en las que se marcó la estructura corporativa de este mercado— la solicitud para constituir el Mercado Mexicano de Derivados y Asigna.

Así pues, el mercado mexicano de derivados iniciaría sus operaciones el 15 de Diciembre de 1998, listando contratos de futuros sobre subyacentes financieros. Los primeros contratos de futuros se pactaron sobre el dólar de los Estados Unidos. El 15 de abril de 1999 iniciaría la cotización de contratos de futuros sobre el Índice de Precios y Cotizaciones de la Bolsa (IPC). Más tarde, el 26 de mayo de ese mismo año, son listados contratos de futuros sobre CETES<sup>97</sup> a 91 días y de la TIIE<sup>98</sup> a 28 días y, finalmente, el 29 de julio son listados contratos de futuros sobre acciones como Banacce O, Cemex CPO, FEMSA UDB, Gcarso A1, GFB O y Telmex L.

Todas estas operaciones constituyeron un gran avance para el sistema financiero mexicano en cuanto a su desarrollo e internacionalización. En cuanto al número de contratos listados en el inicio de actividades del MexDer, así como su volumen operado en interés abierto<sup>99</sup>, el volumen total acumulado de contratos por el periodo de un año, de diciembre de 1998 a diciembre de 1999, fue de 618.989 contratos operados. Quizás no se alcanzaron cifras extraordinarias en

---

<sup>97</sup> Los Certificados de la Tesorería de la Federación (CETES), son títulos de crédito al portador colocados a una tasa de descuento, en los cuales se consigna la obligación del Gobierno Federal a pagar su valor nominal, el cual es de 10.00 pesos mexicanos, en la fecha de su vencimiento. Su objetivo principal es el de financiar al Gobierno Federal, la regulación monetaria y de las tasas de interés.

<sup>98</sup> Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio.

<sup>99</sup> Este indicador del interés abierto mide el grado de profundidad que presenta un mercado de derivados en un tiempo específico, por medio de la cantidad de contratos que permanecen vigentes hasta ese tiempo.



este periodo, pero el hecho de que este mercado comenzara con sus primeras operaciones fue un gran avance para el sistema financiero mexicano.

Desde sus inicios, se tenían grandes expectativas sobre este mercado, y existió un gran interés de parte de los medios de comunicación para darle seguimiento a su inicio y desarrollo; desgraciadamente los resultados que se obtuvieron en sus inicios no fueron los que se esperaban. Sin embargo, en los últimos años la situación ha cambiado notoriamente, viéndose reflejado en el crecimiento tan grande que se apreció en el volumen de contratos negociados en el año 2002 y, acentuándose, principalmente, desde el 2005 a la fecha.

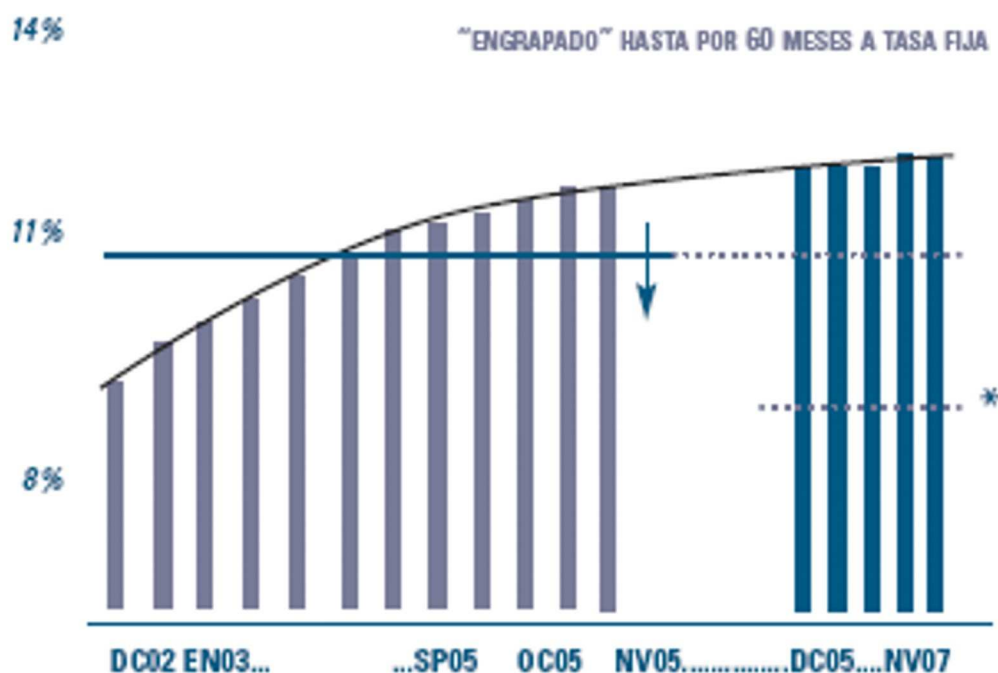
En el año 2002, en pleno apogeo del mercado, se comenzó a idear la base para la expansión del mercado de instrumentos derivados mexicano, como la creación de nuevos productos y las alianzas estratégicas con otros mercados internacionales. En ese tiempo serían determinantes los avances en materia legal, tales como la emisión de normas por parte de la Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro (CONSAR), que permiten a las SIEFORES<sup>100</sup> celebrar operaciones derivadas, así como la emisión por parte de la CNBV, de la circular 10-266, la cual autoriza a las casas de bolsa para realizar, por cuenta propia, operaciones derivadas. En cuanto al volumen de contratos acumulado durante todo este año, se sumó un total de 84.274.979 contratos, lo cual representa más del triple del volumen total de contratos negociados en el año anterior. El Interés Abierto es el otro indicador que respalda el desarrollo que se tuvo en el año 2002, ya que al finalizar ese año, había más de 5 millones de contratos abiertos.

Por otra parte, en el MexDer se realizarían modificaciones en los contratos de futuros sobre los Cetes a 91 días y futuros sobre la TIIE; esto con el fin de ofrecer una cobertura a mayor plazo. En cuanto a los contratos sobre la TIIE, el plazo aumentó de 36 a 60 meses, con lo cual fue posible el realizar operaciones tipo *swap*, conocidas como «engrapados», y de esta forma poder fijar los niveles de las tasas hasta por 5 años. Estos cambios en ambos tipos de

---

<sup>100</sup> Las SIEFORES son empresas que reciben los fondos destinados a las pensiones de los trabajadores. Al reunir un gran monto podrá obtener rendimientos muy por arriba de lo que produciría una cuenta individual. Las SIEFORES invierten bajo estricta vigilancia de la CONSAR, y se busca siempre el menor riesgo y el más alto rendimiento.

contrato tuvieron un evidente efecto positivo aumentando el volumen de contratos operados en el año 2002 (Ilustración 1).



**Ilustración 1. Modificación al plazo del contrato de futuros sobre la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIE) en el MexDer.**

Así mismo, el volumen de contratos respecto al IPC registraría un incremento de más del 40%, del año 2001 con respecto al 2002, esto debido principalmente a que se establecieron los sistemas de negociación de la BMV y MexDer en una Terminal denominada SENTRA Capitales-Derivados (Sistema Electrónico de negociación, Transacción, Registro y Asignación), con lo cual se podían consultar en tiempo real las cotizaciones en el MexDer y así poder operar en ambos mercados a la vez.

No obstante, en ese año hubo variaciones negativas con respecto al año 2001, en cuanto al volumen de contratos sobre el Dólar de los Estados Unidos de América y al de futuros sobre acciones. El descenso en los primeros se debió principalmente al tratamiento fiscal que reciben estos instrumentos, y en cuanto a

los segundos, la causa primordial fue el desconocimiento acerca de este tipo de instrumentos.

#### 7.4.1 El MexDer en la actualidad

A 10 años de haber comenzado a realizar operaciones, el mercado de derivados está firmemente consolidado en el país —y con perspectivas de crecer, incorporando nuevos productos—, todo esto se ve reflejado en los volúmenes de operación de contratos registrados en esta década de vida.<sup>101</sup> Adicionalmente a este crecimiento, es importante destacar la búsqueda de nuevos convenios con otro tipo de mercados de mayor liquidez y gran reconocimiento. Un ejemplo de ello es la alianza estratégica con el Mercado Español de Futuros Financieros (MEFF).

Al día de hoy, los productos que son negociados en el MexDer son los siguientes: futuro del dólar de los Estados Unidos de América, futuro sobre el Índice de Precios y Cotizaciones de la Bolsa Mexicana de Valores (IPC), futuro sobre la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio (TIIE) de 28 días<sup>102</sup>, futuro sobre el Certificado de la Tesorería de la Federación (CETES) de 91 días, futuro sobre el Bono a 3 años, futuro sobre el Bono a 10 años, futuro sobre la Unidad de Inversión (UDI) y *swap* de TIIE a 10 años. En cuanto a los futuros sobre acciones, se negocian actualmente los de América Móvil L, Cemex CPO, Femsa UBD, Gcarso A1 y Telmex L.

Por otra parte, los productos con opciones que se negocian actualmente son: Índice de Precios y Cotizaciones de la BMV<sup>103</sup>, opciones sobre acciones —de América Móvil L, Cemex CPO, Walmex V y Naftac—, opciones sobre el dólar de EE.UU., opciones sobre títulos referenciados a acciones «Exchange

---

<sup>101</sup> En el año 2007 el MexDer ocupó la 15ª plaza a nivel mundial por el volumen de contratos negociados.

<sup>102</sup> El TIIE a 28 días ocupó la plaza número 11 a nivel mundial, por volumen de contratos negociados en el año 2007.

<sup>103</sup> Las opciones sobre IPC son prácticamente la totalidad del volumen de contratos que sobre opciones se negocian en el MexDer (99,88%, datos de diciembre de 2007).

Traded Funds» (ETF) —“Nasdaq 100-Index Tracking Stock<sup>SM</sup> QQQQ<sup>SM</sup> QQ y “iShares S&P 500 Index®” IVV—.

#### **7.4.2 La Cámara de Compensación y Liquidación ASIGNA**

Como se ha mencionado, paralelamente al MexDer, surgiría la Cámara de Compensación y Liquidación Asigna, la cual, desde sus inicios, ha servido como respaldo y contraparte al dar garantías de las obligaciones financieras que resultan de las operaciones realizadas en el mercado de derivados. Actualmente, Asigna presenta una gran solvencia y seguridad, es por eso que cuenta con la mejor calidad crediticia en México (AAA), respaldada principalmente por sus fideicomitentes que son los principales grupos financieros del país; Banamex Citigroup, BBVA Bancomer, Scotiabank Inverlat, Santander-Serfin y JPMorgan, así como el Instituto para el Depósito de Valores S.D. Indeval.

Asigna, se encuentra regida por las Reglas emitidas por las Autoridades competentes además, cuenta con un Reglamento y Manual al que deberán apegarse los participantes para asegurar el cumplimiento de las obligaciones contraídas en el Mercado. Asimismo Asigna cuenta con un cuerpo de órganos colegiados para la toma de decisiones: Comité Técnico, Subcomité de Admisión y Administración de Riesgos, Subcomité de Administración, Subcomité de Auditoría, Subcomité Disciplinario y Arbitral, y Subcomité Normativo y de Ética.

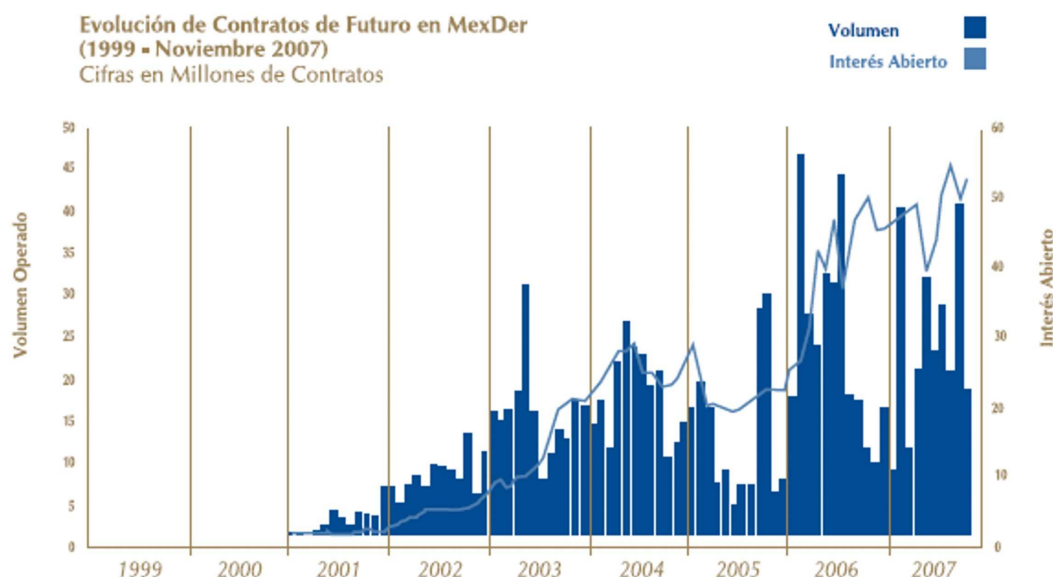
Al fungir como contraparte de todas las operaciones efectuadas en el mercado, las Cámaras de Compensación deben contar con los más altos niveles de calidad crediticia, por lo que Asigna ha sido evaluada y calificada por tres de las principales agencias internacionales: Fitch Ratings otorgó la calificación AAAmex; Standard & Poor's otorgó la calificación en escala nacional de mxAAA/mxA-1+ y las calificaciones globales en monedas extranjera y local BBB+/A-2; Moody's Investors Service otorgó a Asigna una nueva calificación global en moneda local A1 y Aaa.mx en escala local. Los datos anteriores implican que Asigna cuenta con la más alta calificación para el cumplimiento oportuno de sus compromisos financieros.

Es entonces, debido a la gran fortaleza y rentabilidad de Asigna, que el MexDer es actualmente un mercado seguro y con credibilidad para los inversionistas, y es también gracias a la fortaleza de esta institución, que el mercado de Opciones en México se logró materializar. Todo esto, aunado a la incorporación de las AFORES y aseguradoras para operar con instrumentos derivados, ha hecho que hoy el MexDer se encuentre en pleno proceso de crecimiento y consolidación, y que cada vez suscite un mayor interés y un incremento en el número de participantes.

La diversificación que presenta el MexDer es otro aspecto a resaltar, ya que antes, el mayor porcentaje de contratos de futuros estaba concentrado en futuros sobre la TIIE, y ahora, aunque siguen conservando el primer lugar<sup>104</sup>, el volumen de contratos sobre el IPC y el DEUA han ido en aumento. Así mismo, se ha observado una mayor actividad en los contratos de futuros sobre el CETE a 91 días y, junto a la posterior aparición de las Opciones, han hecho que esta diversificación sea cada vez más grande y conlleve a un mayor crecimiento de este mercado para los años posteriores (Ilustración 2).

---

<sup>104</sup> Aunque se comenzó a desarrollar una mayor actividad en otro tipo de productos que el MexDer ofrece a sus clientes, como es el caso de contratos de futuros sobre acciones —los cuales no habían despertado interés para los inversionistas años atrás—, los contratos que siguen siendo los más importantes para este mercado son, sin duda, los contratos de futuros sobre la TIIE a 28 días.



**Ilustración 2. Evolución de contratos de futuros en el MexDer de 1999 a 2007. Volumen e Interés Abierto.**

Este panorama estuvo motivado por un mayor interés de parte de los inversionistas de protegerse de las variaciones de precios de los activos subyacentes, ya sean financieros o no, y principalmente de las variaciones de la TIIE, que es el activo sobre el cual se operan los mayores volúmenes de contratos de futuros en este mercado.

### 7.4.3 Normativa y organización del MexDer y Asigna

Con base en los esfuerzos de las Autoridades Financieras Mexicanas, nace el Mercado Mexicano de Derivados, sustentado por la normatividad establecida por dichas autoridades financieras. El 31 de diciembre de 1996 fueron publicadas en el Diario Oficial de la Federación las *Reglas a que habrán de sujetarse las sociedades y fideicomisos que participen en la constitución y operación de un mercado de productos derivados cotizados en Bolsa*<sup>105</sup>. Estas reglas definen la arquitectura del mercado, las bases corporativas para la

---

<sup>105</sup> Estas reglas serían revisadas y actualizadas en el año 2004.

constitución de la Bolsa y de su correspondiente Cámara de Compensación y Liquidación, así como las formas de operación de sus participantes.

Adicionalmente, el 26 de mayo de 1997, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores publicó las *Disposiciones de carácter prudencial a las que se sujetarán en sus operaciones los participantes en el mercado de futuros y opciones cotizados en bolsa*, mediante el cual se establecen las atribuciones y facultades de supervisión y vigilancia de la Bolsa, de la Cámara y de las propias autoridades. Este documento define normas prudenciales de operación de los participantes y las facultades autorregulatorias de MexDer y Asigna, Compensación y Liquidación.

Con ello, posteriormente vendrían los reglamentos y manuales internos del MexDer y Asigna. De acuerdo con las facultades autorregulatorias otorgadas a la Bolsa y a la Cámara, se definieron normas de operación, los mecanismos para la admisión de socios, procesos arbitrales y disciplinarios, procesos de auditoría, sanciones por incumplimiento y, también, los ámbitos de competencia para la supervisión y vigilancia de MexDer y Asigna.

La estructura y el funcionamiento del MexDer, Asigna y de los Socios Accionistas —Socios Liquidadores<sup>106</sup> y Socios Operadores<sup>107</sup>— están determinados por las reglas emitidas de carácter prudencial. La estructura corporativa del MexDer consta principalmente de una Asamblea de Accionistas, un Consejo de Administración, Comités y Funcionarios. Por su parte el MexDer, deberá de poseer instalaciones suficientes para que se puedan operar contratos de derivados, contar con comités que se encarguen de situaciones referentes a la Cámara de Compensación, disciplina, autorregulación, conciliación y arbitraje. Así mismo, deberá auditar a Operadores y Socios Liquidadores, mantener

---

<sup>106</sup> Los Socios Liquidadores son fideicomisos de administración y pago que conforman el patrimonio de la Cámara y que realizan la liquidación de las operaciones realizadas en el mercado, por lo que todos los Operadores del Mercado deberán contratar los servicios de un liquidador. Existen dos tipos de Socios Liquidadores: los Socios Liquidadores por cuenta propia, que compensan y liquidan las operaciones de las instituciones integrantes de su grupo financiero, y los Socios Liquidadores por cuenta de terceros que compensan y liquidan las operaciones por cuenta de clientes.

<sup>107</sup> Son socios operadores, las personas morales facultadas para operar contratos en el piso de remates de MexDer, en calidad de comisionistas de uno o mas socios liquidadores.

vigiladas las operaciones que la Cámara de Compensación lleve a cabo, dar a conocer la información financiera a las autoridades competentes y, además, reportar los resultados que resulten de las auditorías externas ordenadas por dichas autoridades. Por último, el MexDer deberá establecer sistemas que puedan controlar cada una de las transacciones realizadas, para contar con información suficiente y poder informar a las autoridades acerca de todas las actividades realizadas.

Las figuras que MexDer certifica, de acuerdo con los lineamientos estipulados en su reglamento interior y a su manual de políticas y procedimientos, son:

- Responsable de la operación
- Promotor de productos derivados
- Operador de productos derivados
- Administrador de riesgos, y
- Administrador de cuentas.

En cuanto a los clientes que participan en el MexDer, éstos pueden ser tanto personas físicas como personas morales, y pueden ser mexicanos o extranjeros. Para poder ser cliente y participar en este mercado, la persona interesada debe acudir con algún intermediario acreditado que esté registrado y autorizado por el MexDer, para obtener información suficiente acerca de los productos financieros derivados y conocer las diferentes opciones de operación en el mercado —en correspondencia con las condiciones del cliente— e informarse de los riesgos a los que estas operaciones están expuestas. Una vez que la persona está documentada y mantiene su interés en participar en el MexDer, se le realizan diferentes estudios de parte del Socio Operador por cuenta de terceros o el Socio Liquidador por cuenta de terceros —el que el aspirante a cliente seleccione— para determinar si es apto para realizar operaciones con productos derivados. En caso de ser valorado positivamente, el Socio Liquidador o Socio Operador será el encargado de proponerle



negociaciones claras y con niveles de riesgo tolerables con base en sus condiciones, necesidades y expectativas.

Al término del proceso, el cliente debe de firmar con el Socio Operador o Liquidador de su elección, el contrato de intermediación correspondiente, así como un contrato de adhesión al fideicomiso indicado para liquidar las operaciones que se realicen. Una vez que se hayan firmado dichos contratos, el cliente deberá otorgar a su intermediario —Socio Operador o Socio Liquidador— una aportación que de seguridad al compromiso, dicha aportación dependerá de su calidad crediticia. Las aportaciones se dividen en dos: las «Aportaciones Iniciales Mínimas» (AIMs) y los «Excedentes de Aportaciones Iniciales Mínimas», que son garantías que aseguran el cumplimiento ante las variaciones del activo subyacente en el día, por cada contrato que mantenga en posición, para procurar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos.

Aparte de estas aportaciones, el cliente proporcionará también las cuotas de operación, de liquidación y compensación, así como las retenciones fiscales, de acuerdo al monto de la operación y a la posición que se tenga. Una vez que se han cumplido los requisitos anteriores, el cliente ya está en posibilidad de poder comprar o vender contratos, a través de su intermediario. A la operación de apertura se le llama «iniciar una posición», la cual puede ser de dos tipos: larga o corta.

La posición larga es la que asume la compra del activo subyacente a la fecha de vencimiento del contrato, mientras quien asume la posición corta deberá entregar el activo subyacente al plazo de vencimiento del contrato. Tener una posición larga significa que se tienen contratos de compra a futuro, y el tener una posición corta quiere decir que se cuenta con contratos de futuros. Como existen distintas series de contratos —diferentes fechas de entrega—, se pueden tener posiciones diferentes para distintas fechas —diferentes series—. Dada la situación de que el cliente desee no comprar o vender el activo a la fecha de vencimiento establecida —que decida cancelar una posición abierta—, éste deberá pedir a su intermediario operaciones de cierre; es decir, realizar la operación contraria a la que inicialmente hizo para cerrar las posiciones, con la respectiva ganancia o pérdida obtenida hasta el momento.

Por otra parte, Asigna, Compensación y Liquidación, como su nombre lo indica, tiene como obligaciones el compensar y liquidar operaciones de futuros y opciones, actuando como contraparte de instituciones de crédito, casas de bolsa o clientes por las operaciones que lleven los Socios Liquidadores por cuenta de estas personas. También es responsable de recibir y vigilar las aportaciones iniciales mínimas, liquidaciones diarias y extraordinarias que les entreguen los socios liquidadores, y administrar tanto el fondo de aportaciones como el de compensaciones. Asigna también define los requerimientos que deben cumplir los Socios Liquidadores, puede intercambiar información con otras cámaras de compensación y debe informar acerca de sus actividades a las autoridades correspondientes. Asigna debe de someterse a la vigilancia de parte de la Bolsa, así como a auditorias externas y publicar trimestralmente la situación financiera en la que se encuentra. Si se llegara a dar el caso de que el patrimonio mínimo requerido a los Socios Liquidadores esté por debajo del nivel esperado, la Cámara de Compensación tiene el poder de intervenir administrativamente a dichos Socios Liquidadores, o de pasar contratos abiertos de estos Socios a otros Socios Liquidadores, con el fin de dar la seguridad necesaria a los clientes.

Asigna realiza lo que se llama «Liquidación de Pérdidas y Ganancias», esto es con la finalidad de que los contratos estén directamente relacionados con el cambio de precios que experimentan los contratos en ese día. Esta liquidación diaria debe de ser cubierta, de no ser así la Cámara de Compensación va a exigir al intermediario el cierre de las posiciones. Por ello, se deberá mantener informados a los clientes de las operaciones realizadas, ya que si no se realizan los depósitos indicados por los intermediarios, sus cuentas podrían ser canceladas.

Así pues, en las operaciones que se realizan con contratos de futuros antes de cumplir su fecha de vencimiento, en donde al realizar operaciones contrarias a la posición que se tenga, el cliente no tendría que entregar o recibir el activo subyacente, simplemente lo único que debería dar o recibir sería el pago de diferencias o diferenciales del precio que el cliente compró o pagó. Por el contrario, si el cliente desea mantener sus contratos hasta llegar el plazo de vencimiento, independientemente de la posición que se trate, se deberá liquidar

el activo subyacente estipulado en el contrato. Si se trató de una posición larga, se adquiere el activo subyacente o se compensa el diferencial de precio para adquirirlo, en caso contrario, una posición corta, se entrega el activo subyacente o se compensa de igual forma el diferencial de precio al que se hubiera comprado.

El cliente, al operar contratos de derivados debe recibir la información mensual, de parte de su intermediario, en su estado de cuenta, y contará con el número de contratos abiertos con los correspondientes precios. Se deberán especificar las ganancias o pérdidas que se tengan hasta ese momento, aparte del monto de aportaciones recibidas y entregadas, y se debe definir la posición que se tenía al principio, y la posición de los contratos que se tenga hasta ese momento, así como la fecha en que se realizaron las operaciones, los montos de cada una de éstas y los volúmenes manejados en cada contrato, también se especificarán las comisiones y cargos que han sido cobrados.

Además de los derechos que estén establecidos en los contratos, el cliente goza de derechos adicionales como el poder denunciar actos ilícitos en las operaciones realizadas —para poder apelar las decisiones tomadas por las autoridades reguladoras— y tener la información completa de los riesgos que conlleva cada operación realizada, para que de esta forma, el cliente pueda tomar la decisión que le sea conveniente. En este sentido, el cliente debe de ser plenamente consciente de la información que está contenida en los contratos que realizó con su intermediario, además de adherirse al fideicomiso correspondiente por medio de otro contrato en el cual se especifican las condiciones de entrega y liquidación; debe otorgar la información financiera —como líneas de crédito con ciertos bancos—, así como los datos personales que le sean solicitados de parte de su intermediario, con el fin de que se establezca el nivel crediticio de cada cliente y los excedentes de las aportaciones mínimas que deberá realizar; debe estar consciente al respecto de las cuotas, comisiones y cargos a los que se hará responsable; deberá pagar a su intermediario, antes de ordenar cualquier operación de contratos, las comisiones y cuotas correspondientes por los servicios que le son suministrados; y, en caso de residir fuera del país, deberá

proporcionar información adicional, ya que esta información le será solicitada por las autoridades fiscales mexicanas.

Por otra parte, como se ha mencionado, los intermediarios que participen en el MexDer, ya sean Socios Operadores o Socios Liquidadores, deben informar a sus clientes acerca de la manera en que se organizan, la solvencia con la que cuentan y los procedimientos que ellos llevan a cabo, y deben proporcionar al cliente la asesoría necesaria en cuanto a las operaciones a realizar y los riesgos y beneficios que conlleva cada operación. Para tener la seguridad de que las operaciones se cumplan, los socios liquidadores deberán proporcionar a Asigna, las Aportaciones Iniciales Mínimas (AIMs), liquidaciones diarias y extraordinarias, además de otras cantidades requeridas por el Fondo de Compensación.

Los Operadores pueden ser instituciones de crédito, casas de bolsa y otras personas físicas o morales que cuenten con la solvencia suficiente para hacer frente a sus obligaciones. Estos Operadores no están autorizados para administrar o quedarse con las aportaciones de sus clientes. Los contratos que tengan con dichos clientes deberán de ejecutarse por medio de los Socios Liquidadores. A la vez deben llevar registros de las cantidades que entregan a los Socios Liquidadores de parte de sus clientes. Los Operadores deben informar a la Bolsa cuando su capital mínimo se encuentra por debajo de lo requerido, así como el aceptar auditorías externas determinadas por la Bolsa. Así mismo, solicitarán a los Socios Liquidadores las aportaciones que tengan que devolver a sus clientes, cuando las obligaciones con éstos hayan terminado y, en caso de permanecer vigentes dichas obligaciones, los Operadores deberán solicitar y entregar las liquidaciones diarias a sus clientes.

Los Socios Liquidadores tienen la obligación de dar o pedir al cliente las liquidaciones diarias y extraordinarias necesarias, y deben regresarle sus aportaciones cuando las obligaciones que se tienen con éstos hayan concluido. Así mismo, están obligados a informar a las autoridades cuando su patrimonio mínimo es menor al requerido, así como del incumplimiento de sus clientes. Estos socios deberán someterse a programas externos de auditorías y publicar trimestralmente sus estados financieros.

Al firmar un contrato de intermediación, estos socios respetarán las condiciones establecidas y deberán acatar las órdenes que el cliente emita; siempre y cuando estén dentro de los límites de las normas vigentes establecidas. Así mismo, necesitarán confirmar con el cliente las operaciones efectuadas, y en caso de no poder realizar las órdenes, deben notificar las causas que impidieron la realización de dichas órdenes.

## **7.5 Propuesta de utilización de contratos de futuros sobre los precios eléctricos en el MEXDER**

En un mercado liberalizado la incertidumbre genera riesgos, pero también es cierto que la incertidumbre –y por lo tanto el riesgo- se puede reducir en algún grado a través de operaciones hábiles, manejo y análisis de información. Al mismo tiempo, un gran número de factores relacionados con la generación eléctrica siempre dejarán alguna incertidumbre como las condiciones climáticas, el desarrollo de nuevas tecnologías, precios de los combustibles, competencia, etc.

En los mercados eléctricos el riesgo se maneja a través de los contratos – contratos que relacionan al generador con los consumidores (*retailers*)-. Un generador y un consumidor establecerán un contrato de suministro eléctrico durante un periodo específico en el futuro y acordarán un precio específico. Si el precio del mercado resulta ser más bajo que el precio acordado, el generador compensará al consumidor pagándole la diferencia entre lo acordado y el precio del mercado. Esto permitirá al consumidor acudir al mercado *spot* y comprar la electricidad.

La volatilidad en los precios es un factor de riesgo percibido tanto para generadores como para consumidores. Un generador corre el riesgo de que el precio sea muy bajo como para cubrir los costes, un consumidor corre el riesgo de que, a veces, el precio eléctrico sea muy alto en comparación con los beneficios que genera el consumo eléctrico. Un mercado de contratos ofrece a los generadores y a los consumidores una oportunidad de conocer y crear una

cobertura mutua contra el riesgo. Ambas partes estarán preparadas a pagar una prima por el riesgo que evitarán. En este sentido los contratos ofrecen protección tanto a generadores como a consumidores.

Como ya hemos mencionado si el país de México optara por la liberalización de su mercado eléctrico -atraído con ello a la volatilidad y a los riesgos mencionados- los contratos financieros de futuros sobre los precios eléctricos serían una posible solución para el manejo del riesgo, ya que el desarrollo de un mercado efectivo de contratos financieros como el MEXDER – véase apartado 7.4-, es una parte integral del buen funcionamiento de un mercado eléctrico.

Evidencias en algunos países de la OCDE, nos demuestran que la utilización de instrumentos derivados, ha sido benéfica para el manejo del riesgo, riesgo en la volatilidad de los precios *spot*, volatilidad que afecta tanto a generadores, como comercializadores. Países como los nórdicos con el Nord Pool, como Alemania con EEX, España con OMIP o Australia con SFE y ASX, -tratados en el capítulo 5-, utilizan contratos de futuros en Bolsas organizadas, con contratos altamente estandarizados, que permiten el control de riesgos indeseados.

En el caso de esta investigación doctoral, proponemos –siguiendo los pasos de los países estudiados anteriormente- la posible creación de un mercado eléctrico desregulado en México y así mismo la implantación de un mercado de futuros sobre los precios eléctricos.

En el caso de España su similitud de producciones con México, podría ser uno de los factores por los cuales México sería candidato a tomar los pasos de España en cuanto a su estructuración eléctrica.

México tiene una producción de electricidad en el 2006 de 253,3 Twh, mientras que España produce en ese mismo año 298,9 Twh<sup>108</sup>; otro factor de comparación es que el mercado español es un mercado recientemente liberalizado pero que conserva subsidios por parte del estado a los consumidores finales -aunque estos han tenido que disminuir en fechas recientes-. Por lo que se asume que el mercado eléctrico mexicano, una vez liberalizado, podría tener

---

<sup>108</sup> OCDE, *Panorama des statistiques de l'OCDE 2008: Économie, environnement et société. Production d'électricité*. 2008, OCDE.

un comportamiento similar al español, por sus similares volúmenes de producción y porque las líneas de transporte siguen bajo control del estado como en la mayoría de los países de la OCDE. Cabe destacar que la mayoría de la producción eléctrica, tanto de México como de España, viene dada por centrales de generación térmica.

Por otro lado, un mercado efectivo de contratos financieros es caracterizado por varios factores: la presencia de instituciones reguladoras de las negociaciones —como en el caso mexicano MEXDER y su cámara de compensación ASIGNA—, el acceso a productos que satisfagan las necesidades para la gestión de riesgos y liquidez suficiente<sup>109</sup> En este sentido, un mercado líquido es cuando los usuarios son capaces de comprar y vender productos a los volúmenes necesarios sin problemas y sin que ello afecte significativamente al precio. Un agente de mercado que opta por comprar un contrato siempre quiere saber que hay muchos otros participantes de mercado deseando comprar el contrato de regreso a precio de mercado.

Las ventajas de la implementación de los contratos de futuros al mercado de derivados MEXDER, es que estos contratos agregan información y permiten el descubrimiento de los precios eléctricos —proporcionando señales de precios más estables que los mercados *spot*—, ya que facilitan la toma de decisiones de inversión, pueden hacer más competitivos los mercados *spot* y entre otras razones, permiten gestionar el riesgo de los agentes.

Algunos de los factores que permiten obtener mercados a plazo líquidos son: subyacente con señal de precios creíble, un marco regulatorio estable, una estructura de mercado que dificulte el abuso de poder de mercado, en cuanto al diseño del mercado a plazo: la facilidad de acceso y participación en el mercado a plazo de los distintos tipos de agentes —especuladores, coberturistas y arbitrajistas—, así mismo debe existir interés por parte de los agentes para cubrir el riesgo.

Por otra parte, los instrumentos derivados cuando son propiamente utilizados son benéficos para el control de riesgos indeseados, son benéficos

---

<sup>109</sup> Una medida de la liquidez es que la distancia entre la mejor oferta y la mejor demanda no sea muy larga.

para la economía de un país. Se podría decir que en la actualidad los instrumentos derivados han sido, en parte, culpables de catástrofes en los mercados financieros, con lo cual tendrían que estar muy regulados, tal y como lo están los contratos de futuros.

La propuesta de esta tesis es que el mercado organizado de futuros en México sea gestionado por MEXDER, con su cámara de compensación ASIGNA. Las características de las negociaciones pueden ser por subastas y en mercado continuo. Los tipos de contratos pueden ser semanales, mensuales, trimestrales y contratos anuales. El producto que proponemos a negociar es contratos de futuros de carga base (1 Mwh en cada una de las 24 horas de los días del periodo de entrega). Se tiene que contar con miembros negociadores —traders—, miembros compensadores y miembros liquidadores.

En cuanto a las expectativas de MEXDER para dichos contratos, tratándose de un mercado de reciente creación, es decir el mercado organizado para contratos de futuros eléctricos, se esperaría un número de participantes creciente, que el volumen de negociación continua se acrecentara mes a mes y, que los precios a partir de éste mercado tuvieran una tendencia a la baja.

En base a las experiencias países exitosos —analizados en esta tesis doctoral— en la aplicación de los contratos derivados —véase capítulo 5— proponemos en México, la implementación de los contratos de futuros tomando el modelo del Nord Pool. El Nord Pool maneja contratos de futuros a corto plazo, ya que según su propia experiencia —después de una serie de fracasos, respecto a la modificación de estos contratos—, los contratos de futuros como mejor funcionan es a corto plazo, esto debido a que son más líquidos. Cuando en un principio los contratos a largo plazo en el Nord Pool se implantaron, generaron desconfianza entre los participantes.

Los precios de referencia de estos contratos en la mayoría de los países de la OCDE, tal como los nórdicos, son los precios *spot* del mercado eléctrico. Nord Pool ofrece contratos de futuros *baseload* y *peakload* con un máximo de tiempo de vencimiento de 6 años, dichos contratos se liquidan diariamente. Los contratos de futuros en el Nord Pool son puramente financieros, es decir no hay entrega física.



La teoría de mercado dice que cuando los contratos de futuros entran a escena, la volatilidad en los precios *spot* se ve disminuida; ya que estos contratos absorben parte de la volatilidad de los precios *spot*, lo que sería deseable para el hipotético mercado mexicano. En el Nord Pool, EEX y NEMMCO, en sus mercados *spot* los precios se fijan *day-ahead*, es decir, las ofertas se casan un día antes de que los precios salgan a mercado.

## Conclusiones

La electricidad, única por sus características, -no almacenable, suministros al instante, demanda inelástica, entre otras-, ha sido elemento de estudio en muchos países a lo largo del tiempo, pero sobre todo desde la década de los setentas. Tales características, tanto de la electricidad como de sus *inputs*, y la reestructuración experimentada en el sector eléctrico, han dado lugar a una importante volatilidad en sus precios. Dicha volatilidad genera riesgos para los participantes que surgen de la liberalización del mercado eléctrico: generadores, comercializadores, suministradores y consumidores finales. Estos riesgos tienen que ser cubiertos, o mejor dicho, redistribuidos entre los participantes.

En este sentido, se puede mencionar el caso ocurrido en el medio oeste de los Estados Unidos, donde en un mismo día se dieron precios por megavatio hora de 25 dólares en una hora valle, y de 7.500 dólares en una hora punta. California también ha dado lugar al análisis de lo que se debe evitar en un mercado eléctrico. En este mercado confluyeron situaciones adversas, como condiciones climáticas y malos manejos, destacándose la incapacidad de gestionar la importante volatilidad experimentada.

Experiencias exitosas en países desarrollados demuestran que los instrumentos derivados han ayudado en dicha redistribución y cobertura del riesgo, ya que absorben parte de la volatilidad generada en los precios.

Podemos afirmar que entre los sectores más problemáticos y complejos para hacerlos más competitivos, se encuentran aquellos que podemos denominar en red, tales como el sector eléctrico. Éstos estaban considerados como monopolios naturales y, por tanto, en ellos se daban economías de escala.

Desde el punto de vista lógico, en estos sectores en red, la primera tarea realizada en esta investigación -para buscar la mayor eficiencia del sector-, fue el estudio de su estructura y el análisis de los segmentos o tramos de la red en los que se puede implementar la competencia. En algunos podrán crearse mercados competitivos y otros van a quedar regulados según distintas normas y organizaciones. Tras el análisis podemos concluir que la mayoría de los países de la OCDE optaron por opciones parecidas, es decir, primero liberalizaron el

mercado al por mayor y en la segunda etapa liberalizaron poco a poco el mercado al por menor, algunos de ellos incluso todavía tienen regulado el sector *retail*.

Tales experiencias en la mayoría de los países de la OCDE, tratadas en esta tesis, nos demuestran que la liberalización -reestructuración- del sector eléctrico ha hecho que éste se vuelva más eficiente. Esta liberalización implicó la separación de la generación del transporte y de la distribución del suministro. De tal reestructuración surgieron dos importantes mercados: el mercado *wholesale* y el mercado *retail*.

La mayoría de los países de la OCDE que optaron por una liberalización del mercado eléctrico, comenzaron por el mercado *wholesale* –a excepción de Nueva Zelanda que comenzó la apertura por el mercado *retail*-, abriéndolo a la competencia; es decir, dando apertura a la posibilidad de la existencia de varios generadores independientes con contratos a largo plazo, logrando así la competencia en los precios y, a su vez, la participación de varios comercializadores en un mercado al por mayor. Posteriormente, se liberalizó –no del todo- el mercado *retail*, es decir, se abrió la posibilidad a los usuarios finales de escoger su compañía eléctrica suministradora de electricidad. En países como España y Francia tal apertura es reciente, pero en el caso de Francia la apertura se ha dado más paulatinamente.

A tal liberalización la podemos definir como una *re-regulación*, ya que el peligro de la liberalización sin regulaciones es que las compañías existentes pueden discriminar en contra de las entrantes y hacer la competencia menos efectiva.

La tendencia hacia la desregulación se extendió en la mayor parte de los países de la OCDE. En estos se han implementado diversas experiencias, algunas exitosas y otras no tanto. Experiencias que difieren en detalles pero se dan aspectos comunes en los procesos de reforma hacia resultados exitosos. Por ejemplo, la necesidad de asegurar la completa independencia del operador del sistema, separando la generación del transporte. La competencia en el mercado *wholesale* exige una estructura del mercado adecuada, sin compañías dominantes. Los segmentos de la industria considerados como monopolios naturales, transporte y distribución, requieren también un regulador

independiente, el cual debe promover la competencia en las otras partes de la industria.

Se ha observado que la electricidad tiene características que hacen que sea una *commodity* única, es decir, se trata de un bien homogéneo, no diferenciado y de venta en grandes zonas. La demanda del producto presenta una elasticidad-coste de producción casi nula. Ello se debe a que el precio para el consumidor, particularmente cuando se trata de precios con tarifa regulada, poco tiene que ver con los costes de producción, pues es el subsidio la parte que absorbe las variaciones en los costes de producción. Un aspecto muy importante es que la electricidad es prácticamente no almacenable: lo que demandan en cada instante los consumidores debe ser suministrado exactamente en el mismo momento por las empresas proveedoras, lo que hace más volátil su precio.

Así mismo, la industria eléctrica es capital-intensiva y sus importantes costes fijos no juegan papel alguno en las decisiones de producción a corto plazo de las compañías generadoras. Sin embargo, el sistema eléctrico en su conjunto debe tener una capacidad excedentaria en reserva para absorber las puntas importantes de demanda. De igual forma, debe tenerse muy en cuenta que el ampliar la capacidad productiva implica un largo periodo de tiempo, en algunos casos va de 3 a 5 años, pues se requieren proyectos, permisos y ejecución de obras. Adicionalmente, será necesaria una gran inversión, misma que deberá recuperarse a muy largo plazo con todos los riesgos que ello implica.

Es importante destacar que de dichas características surgen importantes consecuencias, como por ejemplo la volatilidad, el poder de mercado que un ofertante o generador de energía -por pequeño que sea- puede tener (en situaciones de escasez de oferta) debido a la muy baja elasticidad-precio (recordemos que dicho precio ya incluye el subsidio por parte del gobierno, lo cual justamente explica gran parte de la insensibilidad), ya que sus competidores son incapaces de proporcionar energía a precios razonables —costes marginales muy verticales—.

Además destaquemos que existen elementos que contribuyen a la volatilidad de los precios eléctricos, como son los costes de muchas unidades de producción o generadores que utilizan como combustible gas, carbon, etc., ya que el precio de estos es también volátil.

A estas consecuencias podríamos añadir otras derivadas específicamente de la nueva estructura del sector debido a la liberalización. Nos estamos refiriendo, por un lado, a la asunción de riesgos de los participantes en los mercados, riesgos que antes no se daban con la misma intensidad, y por otro, a la resolución de situaciones asimétricas en el Estado «desregulador», por ejemplo una situación en la que coexisten mercados al por mayor liberalizados y al por menor regulados e intervenidos.

Podemos destacar que en ocasiones en los mercados *wholesale* hay pocos productores y la colusión es relativamente sencilla. No obstante, como ya señalamos, puede haber un operador pequeño que en los momentos de demanda pico pueda tener poder de mercado debido a que los demás productores están produciendo a su máxima capacidad. Por otro lado, los demandantes del mercado *wholesale* no tienen control de la demanda, ya que ésta, en última instancia, viene determinada por los consumidores finales. A su vez, los ofertantes tienen un incentivo para provocar paradas de los generadores, creando una escasez artificial de generación y así buscando un precio más elevado y mayores ganancias.

Años atrás, con la existencia de monopolios verticalmente integrados, los propietarios de la generación no tenían ningún incentivo para provocar paradas artificiales, ya que estaban obligados a suministrar electricidad, independientemente de la demanda y a precios determinados. Si no disponían de capacidad de generación, debían comprar potencia a otras empresas. Es decir, existen ineficiencias del mercado ya que se sustituye producción más eficiente por producción menos eficiente. Para mejorar la eficiencia, la empresa con poder de mercado debería forzar su producción, con lo cual se rebajaría el precio y los generadores menos competitivos deberían salir del mercado.

En la capacidad de los mercados eléctricos, se puede constatar que el mantenimiento de márgenes de reservas adecuados es un punto fundamental para el funcionamiento eficiente en los mercados de generación eléctrica.

Tal y como se mencionó, casi todos los países de la OCDE —a excepción de México y Corea— desde hace 10 o 15 años han pasado de tener sistemas eléctricos estructurados como monopolios verticalmente integrados - desde la producción al suministro en baja tensión-, a sistemas descentralizados y

segmentados. Por lo que ahora existen riesgos que son asumidos por los distintos participantes: productores, consumidores, transportistas, distribuidores y suministradores. No es extraño, pues, que para cubrir estos riesgos hayan aparecido distintos derivados, que con mejor o peor resultado, tratan de cubrir (*hedging*), o mejor dicho distribuir, los distintos riesgos inherentes a estos sistemas eléctricos descentralizados. Los riesgos en este sector son muy importantes ya que se trata de sectores capital-intensivos. Obviamente, en la compra-venta de estos productos derivados están también presentes intermediarios y especuladores.

Tal liberalización del mercado eléctrico en muchas partes de EEUU, Canadá, Europa, entre otros, ha expandido un conjunto de herramientas potenciales para el manejo de riesgos que enfrentan tanto generadores como consumidores de electricidad. Por ejemplo, compañías manufactureras y otras firmas cuyas principales operaciones involucran electricidad, enfrentan constantemente decisiones concernientes a si deben comprar o producir la electricidad. Estas decisiones usualmente involucran futuros, *forwards*, opciones y otros instrumentos derivados. El precio de la electricidad y su volatilidad, juegan un rol muy importante para decidir qué instrumentos derivados se utilizarán. Sin embargo, la electricidad, como ya hemos mencionado, tiene características especiales no compartidas por otras *commodities*.

En definitiva, la volatilidad de los precios de la energía eléctrica, unida a la importancia estratégica de la energía en la actividad económica, y el que sea un sector productor de efectos externos y con inversiones muy importantes (amortizables a largo plazo), han hecho importante el desarrollo de tales instrumentos financieros para hacer más eficientes los mercados implicados.

Es necesario enfatizar que la casi imposibilidad de almacenar energía eléctrica y el hecho de que el lugar de producción sea distinto del lugar del consumo, hace que una parte de la infraestructura del sistema eléctrico deba ser considerada como un monopolio natural –transporte y distribución-. También provoca que sólo un único operador del sistema sea capaz de equilibrar en todo momento oferta y demanda, coordinándolo, además, con los sistemas de países vecinos. La liberalización no puede perder de vista esta restricción física.

Por todas estas características, consecuencias y sucesos experimentados, consideramos la necesidad de cobertura y redistribución del riesgo entre los participantes de un mercado eléctrico liberalizado, tal como menciona en su artículo *Deng et al (2006)*: *“Lecciones aprendidas de los mercados financieros sugieren que los instrumentos derivados, cuando son bien entendidos y utilizados adecuadamente, son beneficiosos para la distribución y control de riesgos indeseados”*.

En los mercados eléctricos reestructurados, los derivados eléctricos ocupan un rol importante en el establecimiento de señales como el precio, - indicador esencial-, dotando de certeza en los precios futuros, facilitando un efectivo manejo en el riesgo, induciendo capacidad de inversión en generación y posibilitando la formación de capital. El diseño personalizado de instrumentos financieros eléctricos y transacciones estructuradas, provee de confianza a los participantes sobre los precios eléctricos.

Algunos autores estudiados en esta tesis, -véase *Deng et al (2006)*- hacen hincapié en la importancia de la estandarización de los instrumentos derivados. Cada estandarización reduciría costos de transacción y produciría liquidez, lo que a su vez mejoraría la eficiencia de las prácticas del manejo y control del riesgo.

Existen detractores de los instrumentos derivados, quienes argumentan que éstos han contribuido, en alguna medida, a detonar la actual crisis económica mundial. No obstante, en esta tesis hacemos énfasis en la importancia de la estandarización y la regulación precisa y supervisada de tales instrumentos, para que no se dé lugar a huecos legales de los que se pueden aprovechar los especuladores del mercado. En este sentido, de entre todos los instrumentos derivados aplicados a los precios eléctricos, encontramos que los contratos de futuros son los ideales para el manejo del riesgo. Esto se debe a su importante estandarización y a la existencia de una cámara de compensación que hace de contraparte de todas las transacciones, con lo cual se anula el riesgo de incumplimiento por alguna de las partes. Así mismo, estos contratos tienen que ser manejados por un mercado organizado, lo que los hace más confiables.

Ciertamente, la introducción de los futuros puede ayudar a mejorar la eficiencia de los mercados *spot*. En esta tesis se pudo comprobar que efectivamente sí hay una disminución en la volatilidad a partir de la entrada de los contratos de futuros al mercado eléctrico español. Esto se hizo utilizando tres herramientas, cada una de ellas secuencialmente más elaborada y formal. Primero, para el periodo que va desde abril de 2003 a mayo de 2008, se obtuvo la serie de volatilidad mensual para los precios medios *spot* diarios. Se graficó dicha serie y se pudo apreciar que existe un quiebre en la tendencia, el cual parece darse a mediados de 2005. Esta herramienta se limitó al simple aspecto visual.

Segundo, se utilizó una regresión lineal simple que tiene como regresores (variables independientes) a dos variables *dummies*, cuya función consistió en partir la serie de 62 datos en julio de 2005. Los coeficientes de dichas variables resultaron ser estadísticamente diferentes de cero, lo cual puede ser interpretado como un indicio más formal de que sí existe un impacto de la entrada de tales contratos en la volatilidad.

Finalmente, la tercera herramienta consistió en una prueba econométrica especializada en detectar cambios estructurales en series de tiempo, como lo es el método de Punto de Quiebre de Chow. Los resultados con ésta obtenidos confirmaron nuestra teoría acerca del impacto en la volatilidad de los precios una vez que entraron a escena los futuros. Particularmente, la prueba detectó que el mes que con mayor probabilidad puede ser identificado como aquel en el que se presenta el quiebre fue julio de 2005 (incluso también agosto).

El hecho de encontrar mediante estas herramientas a tal mes como el de quiebre de la serie de volatilidad, llamó poderosamente la atención pues la entrada formal de estos contratos no se dio sino hasta el 3 de julio de 2006. Sin embargo, se encontraron elementos sólidos (los cuales se exponen en el capítulo 6) para pensar que el mercado habría anticipado con mucha anterioridad dicha entrada.

Se ha demostrado, entonces, que la reducción de la volatilidad se suele considerar como un efecto favorable para el desarrollo de la actividad económica. Precios más estables generan confianza entre generadores y consumidores. Por lo anterior, se han ido implementando a lo largo del tiempo productos financieros



derivados para paliar el riesgo de los participantes en los mercados *spot* que mostraban ser volátiles. Los instrumentos derivados, cuando son utilizados adecuadamente, son benéficos para una economía. A lo largo de esta tesis se demostró que el caso de la entrada de los contratos de futuros al mercado *spot* eléctrico español no ha sido la excepción.

Una parte final de la tesis se enfocó en México, uno de los países de la OCDE en vías de desarrollo, que empezó con la evolución de su sector eléctrico a la par que otros países que actualmente cuentan con un mercado eléctrico exitoso y ampliamente desarrollado. Pero poco a poco, condiciones políticas, grupos e intereses, etc., fueron haciendo que se creara un rezago en el sector eléctrico mexicano, lo que derivó en poca competencia, altos subsidios, tarifas no competitivas, etc.

En esta tesis proponemos la reestructuración del mercado eléctrico mexicano, y a su vez, tras experiencias sucedidas en otros países a raíz de una liberalización, -España, Alemania, países nórdicos, Australia, etc.-, la redistribución de riesgos que surgen como consecuencia de la implementación de un mercado eléctrico liberalizado. Lo anterior, a través de la incorporación de instrumentos derivados, concretamente contratos de futuros en MEXDER; contratos con una alta estandarización, necesaria para la confianza de los consumidores.

Para llevar a cabo esta reforma es necesario que el Estado se comporte como un actor racional y unificado. En la actualidad, la reglamentación establecida en el sector eléctrico mexicano se muestra obsoleta. Ésta protege intereses políticos sin importarle la baja productividad de las empresas paraestatales dueñas del sector. Sus sindicatos tienen un poder que dificulta cualquier reforma en beneficio de la población mexicana. Aunque se han realizado algunos ajustes en el sector, éstos se encuentran desfasados con respecto a países punteros de la OCDE

Con criterios inadecuados de ejercicio en LFC y CFE (Luz y Fuerza del Centro y Comisión Federal de Electricidad, respectivamente, las dos empresas paraestatales generadoras de energía eléctrica en México), con numerosas

pérdidas y siendo cada vez más costosa la electricidad, todo el sector se sitúa en una espiral negativa. Esta evidencia vuelve necesario el permitir la participación de empresas que gracias a otros esquemas más productivos puedan producir electricidad más barata.

Esta hipotética liberalización regulada del sector tendría que tomar en cuenta experiencias internacionales exitosas —como las aquí analizadas, correspondientes a los países de la OCDE- donde se han realizado procesos graduales que han permitido ir midiendo los alcances de la reestructuración.

Se puede afirmar que el máximo beneficio para los consumidores finales sería la creación de una verdadera disciplina de mercado, donde habría que establecer una ley de energía eléctrica que regulara el nuevo escenario. Tras la regulación, se debe realizar un proceso de separación de las empresas verticalmente integradas en: generación, transporte, distribución y suministro, quedando, como en la mayoría de los países, el transporte y la distribución en manos del Estado como monopolios naturales, por la naturaleza de los mismos.

Así mismo, resulta vital para el proceso, el establecimiento de una reforma regulatoria que contemple la protección de los consumidores, la posible asignación de subsidios, la vigilancia tarifaria, los costes hundidos y la promoción del ahorro.

Dado que México cuenta ya con un mercado de derivados, MEXDER, se propone la implementación de contratos de futuros sobre los precios eléctricos tal y como lo han hecho países como España. Actualmente, el MEXDER es un mercado consolidado con altos volúmenes de operación de contratos.

Tras el estudio de los mercados eléctricos de los países de la OCDE donde se utilizan instrumentos derivados eléctricos en bolsas organizadas con contratos altamente estandarizados —Escandinavia con el Nord Pool, Alemania con EEX, España con OMIP y Australia con SFE y ASX-, se puede afirmar que la correcta y regulada utilización de estos instrumentos ha sido hasta el momento benéfica para el manejo del riesgo en la volatilidad de los precios *spot*.

Dado el caso de México, tras la sugerida reestructuración de su sector, aparecerían la volatilidad y los riesgos anteriormente explicados, donde los

contratos financieros de futuros sobre los precios eléctricos serían la opción adecuada para el manejo del riesgo.

Debido a la investigación realizada en otros países como España, países escandinavos, etc., se propone que México podría seguir los pasos de reestructuración eléctrica de estos países. España es un país con un mercado eléctrico OMEL de reciente creación y más aún OMIP el mercado de futuros entre España-Portugal. Para esta investigación parece comparable a lo que pudiera suceder en México dada la similitud entre niveles de producción. España, por ejemplo, produjo en el 2006, 298,9 Twh; por su parte, México tuvo una producción de 253,3 Twh<sup>1</sup>. Otra similitud encontrada es que el mercado español, pese a que es un mercado recientemente liberalizado, aún conserva subsidios por parte del estado a los consumidores finales, tal como sucede en México.

Retomando el aspecto financiero, las ventajas de la incorporación de los contratos de futuros al mercado de derivados mexicanos serían que este tipo de contratos proporcionan información y permiten precios más estables que los mercados *spot*, ya que facilitan la toma de decisiones de inversión, pueden hacer más competitivos los mercados y permiten administrar el riesgo.

Como se mencionó, el mercado organizado de futuros en México debe ser gestionado por MEXDER y su cámara de compensación ASIGNA. Las características de las negociaciones pueden ser por subastas y en mercado continuo con contratos que pueden ser semanales, mensuales, trimestrales y contratos anuales. El producto que se propone es contratos de futuros de carga base (1 Mwh en cada una de las 24 horas de los días del periodo de entrega). Es necesaria la participación de *traders*, miembros compensadores y miembros liquidadores.

En cuanto a las expectativas, se esperaría un número de participantes creciente, que el volumen de negociación aumentara de forma constante y que paulatinamente los precios tendieran a bajar por la competencia regulada del

---

<sup>1</sup> Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, según la CIA en su World Factbook, México tiene una población de más de 111 millones de habitantes y España sólo un poco más de 40 millones, ambos datos estimados para julio de 2009; también, mientras que México tiene un PIB (PPP) de 1,559 billones de dólares, España lo tiene en un nivel de 1,378, ambas cifras para 2008.

sector, o bien, como es el caso de México, que al menos se reduzca el monto del subsidio que actualmente está dedicado a mantener los precios bajos.

Tomando también como base el modelo del Nord Pool, se propone la comercialización de contratos de futuros a corto plazo, ya que de esta forma se obtiene su mejor desempeño por ser más líquidos, según lo ha demostrado la experiencia.

Los precios de referencia de estos contratos en la mayoría de los países de la OCDE son los precios *spot* del mercado. En los mercados *spot* del EEX, NEMMCO y Nord Pool, los precios se fijan *day-ahead*, es decir, las ofertas se casan un día antes de que los precios salgan al mercado. En este último, se comercializan contratos de futuros *baseload* y *peakload* con un máximo de tiempo de vencimiento de 6 años con una liquidación diaria. Se trata de contratos puramente financieros sin una entrega física.

Teniendo la reestructuración anterior en cuenta, cuando los contratos de futuros entran a escena, la volatilidad en los precios *spot* se podría ver disminuida; tal y cómo ha sucedido en otros países, ya que estos contratos absorben parte de la volatilidad de los precios *spot*, lo que sería prioritario para el hipotético mercado mexicano; un mercado que actualmente requiere una reforma urgente.

## Bibliografía

- AA. VV., *Australia's national electricity market. Wholesale market operation*. 2005, NEMMCO: Melbourne.
- AA. VV., *Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries*.
- Derivatives in the electricity industry*. Energy information administration, 2002.
- AA. VV., *Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996, concerning common rules for the internal market in electricity. Brussels: Commission of the European Communities.*, en 96/92/EC. 1996.
- AA. VV., *Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC. Brussels: Commission of European Communities.*, en 2003/54/EC. 2003.
- AA. VV., (2000). *The electricity pool of England and Wales* [En línea]. Página Título en el head: [Consulta el
- AA. VV., *Federal Energy Regulatory Commission. Notice of proposed rulemaking. Washington*. 2002.
- AA. VV., *Informe del Resultado de la Revisión y Fiscalización de la Cuenta Pública 2003*. 2005, Auditoría Superior de la Federación: México, D.F.
- AA. VV., *An introduction to Australia's national electricity market*. 6 ed. 2005, Melbourne: NEMMCO 2005.

- AA. VV., *M-co and the New Zealand electricity market*. 2002, The Market Place Company: Nueva Zelanda.
- AA. VV., *Regulación del sector energético*. 1997, México, D.F.: Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM.
- AA. VV., (2002). *Sentencia y votos concurrentes y de minoría, relativos a la Controversia Constitucional 22/2001, promovida por el Congreso de la Unión en contra del Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, del Secretario de Energía, de la Comisión Reguladora de Energía y del Secretario de Gobernación* [En línea]. Página Web, <[http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/compila/contro v/17contro v\\_03jun02.doc](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/compila/contro v/17contro v_03jun02.doc)>. Título en el head: CONTROVERSIAS Constitucionales. [Consulta el 12/03/2008].
- ADELL, R. y ROMEO GARCÍA, R., *Opciones y futuros financieros*. 1997, Madrid: Ediciones Pirámide.
- AL-SUNADY, A. y GREEN, R., *Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries*. Energy, 2006. 31: p. 769-787.
- AMUNDSEN, E.S. y BERGMAN, L., *Will cross-ownership re-establish market power in the Nordic power market?* Energy J., 2002. 23: p. 73-95.
- ANGULO DE LESEIGNEUR, C., *Energía: Suplemento especial*. Diario Milenio, 29 de Octubre de 2003.
- ARMSTRONG, M., COWAN, S. y VICKERS, J., *Regulatory reform: economic analysis and British experience*. 1994, Cambridge: MIT press.
- BEDER, S., *Energía y poder. La lucha por el control de la electricidad en el mundo*. 2005, México: Fondo de Cultura Económica.
- BELLO, C.M., *Los mercados financieros*. 4 ed. 2000, Madrid: Lerko Print.
- BELLO, C.M., *Los mercados financieros*. 7a ed. 2005, Madrid: International technical & financial institute.

- BLUMSTEIN, C., FRIEDMAN, L. y GREEN, R.J., *The history of electricity restructuring in California*. J Ind Competition Trade, 2002. 2: p. 9-38.
- BOND, G. y CARTER, L., *Financing energy projects: Experience of the International Finance Corporation*. Energy Policy, 1995. 23(11): p. 967-975.
- BORENSTEIN, S., *The trouble with electricity markets: Understanding California's restructuring disaster*. Journal of economic perspectives, 2002. 16: p. 191-211.
- BORENSTEIN, S. y BUSHNELL, J., *Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation?* Energy, 2000. 23: p. 46-52.
- BRECEDA, M., *Propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica en México*. Disponible en línea [http://www.cec.org/files/PDF//Breceda-s\\_ES.pdf](http://www.cec.org/files/PDF//Breceda-s_ES.pdf). 2000, Comisión para la Cooperación Ambiental: México, D.F.
- CALDERÓN HINOJOSA, F., *Anexo estadístico en Primer Informe de Gobierno*. 2007, Presidencia de la República: México, D.F.
- CALDERÓN HINOJOSA, F., *Primer Informe de Gobierno*. 2007, Presidencia de la República: México, D.F.
- CASANOVA, F., *Formación profesional, productividad y trabajo decente*. Boletín No. 53. 2002, Cinterfor: Montevideo.
- CBOT, (2006). *History of CBOT* [En línea]. Página Web, <[www.cbot.com](http://www.cbot.com)>. Título en el head: History of CBOT. [Consulta el 20/05/2006].
- CEESP, *Actividad económica. Panorama del sector eléctrico. Parte I, No. 41*. diciembre de 2002, CEESP: D.F.
- CFE, (2008). *CFE-Comisión Federal de Electricidad* [En línea]. Página Web, <<http://www.cfe.gob.mx>>. Título en el head: CFE - Una empresa de clase mundial. [Consulta el 07/03/2008].

- CFE, *Ciclo de planificación 2007: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017*. 2008, Comisión Federal de Electricidad: México, D.F.
- CFE, (2006). *Contrato Colectivo de Trabajo CFE-SUTERM 2006-2008* [En línea]. Página  
Web,<[http://normateca.cfe.gob.mx/Normateca/NormatecaInternet.nsf//0C7A4D6694F1698C862573E9006127AF/\\$File/CCT%202006-2008.pdf](http://normateca.cfe.gob.mx/Normateca/NormatecaInternet.nsf//0C7A4D6694F1698C862573E9006127AF/$File/CCT%202006-2008.pdf)>. Título en el head: Contrato Colectivo de Trabajo CFE-SUTERM 2006-2008. [Consulta el 15/06/2008].
- CFE, (2008). *Descripción del proceso de las centrales de ciclo combinado* [En línea]. Página  
Web,<<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/termoelectrica/ciclocombinado/>>. Título en el head: CFE - Ciclo combinado. [Consulta el 07/05/2008].
- CFE, (2006). *Informe anual 2006* [En línea]. Página  
Web,<<http://www.cfe.gob.mx/informe2006/archivos/094.html>>. Título en el head: CFE :: Informe Anual 2006. [Consulta el 15/06/2008].
- CIDAC, *Reforma eléctrica light*. Semana Política - CIDAC, 8 de Septiembre de 2005: p. 4-5.
- CLARK, E., LESOURD, J.B. y THIÉBLEMONT, R., *International commodity trading. Physical and derivative markets*. 2001, Chichester, New York: John Wiley.
- CNE, *Información básica de los sectores de energía*. 2006, Comisión Nacional de Energía: Madrid.
- CNE, *Información básica de los sectores de energía 2006*. 2006, Comisión Nacional de Energía: Madrid.
- COSTA, M. y OLIVEIRA, F., *An Evolutionary Analysis of Investment in Electricity Markets*. Computing in Economics and Finance. Society for Computational Economics., 2005(430).



- CRAMPES, C. y FABRA, N., *The Spanish Electricity Industry: Plus ça change ....* Cambridge Working Papers in Economics. Faculty of Economics, University of Cambridge, 2005.
- DAIGLER, R.T., *Financial futures & options markets*. 1994, New York: HarperCollings College.
- DENG, S., JOHNSON, B. y SOGOMONIAN, A., *Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets*. 1998: p. 20.
- DENG, S.-J., *Valuation of investment and opportunity to invest in power generation assets with spikes in electricity price*. School of industrial and systems engineering, Georgia Institute of Technology, 2005. 31: p. 21.
- DENG, S.J. y OREN, S.S., *Electricity derivatives and risk management*. Energy, 2006. 31: p. 940-953.
- DENG, S.-J. y XIA, Z., *Pricing and hedging electricity supply contracts: a case with tolling agreements*. School of industrial and systems engineering. Georgia institute of technology, 2005: p. 38.
- DIARIO EL UNIVERSAL, (5 de febrero de 2008). *Ve CFE riesgos en la red de distribución* [En línea]. Página Web, <<http://www.el-universal.com.mx/finanzas/62518.html>>. Título en el head: Ve CFE riesgos en la red de distribución - El Universal - Finanzas. [Consulta el 15/06/2008].
- DIARIO REFORMA, (11 de marzo de 2008). *Cae 12 por ciento eficiencia de LFC* [En línea]. Página Web, <[www.reforma.com/negocios/articulo/432/862040/default.asp](http://www.reforma.com/negocios/articulo/432/862040/default.asp)>. Título en el head: Cae 12 por ciento eficiencia de LFC. [Consulta el 22/06/2008].
- DIAZ-BAUTISTA, A., *El cambio estructural y la regulación del sector eléctrico mexicano*. Economía Informa. Revista de la Facultad de Economía de la UNAM, 2004(331): p. 14-31.

- DÍAZ-BAUTISTA, A., *Experiencias internacionales en la desregulación eléctrica y el sector eléctrico en México*. 2005, México, D.F.: Colegio de la Frontera Norte : Plaza y Valdés.
- DINARDO, J. y JOHNSTON, J., *Econometric methods*. 4a ed. 1997, México: McGraw Hill.
- DUISENBERG, W.F., *Acontecimientos y tendencias recientes en los mercados financieros mundiales*. Banco de México, 2001: p. 42.
- DUSSEL PETERS, E., *Mexico's Liberalization Strategy, 10 Years On: Results and Alternatives*. Journal of Economic Issues, 1998. 32: p. 351-363.
- ETSO, *CBT mechanism*. 2004, Brussels: European Transmission System Operators.
- FABRA, N., *El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la ley del sector eléctrico*. 2006: p. 25.
- FERNÁNDEZ, P., *Opciones, Futuros e Instrumentos Derivados*. 1996, Bilbao: Ediciones Deusto.
- FIDE, (2007). *Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica* [En línea]. Página Web, <<http://www.fide.org.mx/>>. Título en el head: Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica. [Consulta el 5/08/2007].
- FOX QUESADA, V., *Sexto Informe de Gobierno*. 2006, Presidencia de la República: México, D.F.
- GALARZA, E., *La industria eléctrica en México*. 1941, México, D.F.: Fondo de Cultura Económica.
- GASTINEAU, G., *The options manual*. 3a ed. 1988, New York: McGraw Hill.
- GASTINEAU, G., SMITH, D. y TODD, R., *Risk management, derivatives and financial analysis under SFAS No. 133*. 2001, Virginia: Blackwell.
- GEDRA, T.W., *Optional forward contracts for electric power markets*. IEEE Transactions on power systems, 1994. 9: p. 8.

- GEDRA, T.W. y VARAIYA, P.P., *Markets and pricing for interruptible electric power*. IEEE Transactions on power systems, 1993. 8: p. 7.
- GILBERT, R.J. y KAHN, E.P., *US Electric power regulation. International comparisons of electricity regulation*. 1996, Cambridge: Cambridge University Press.
- GLACHANT, J. y FINON, D., *Competition in European electricity markets: a cross-country comparison*. 2003, Cheltenham: Edward Elgar Publishers.
- GOETZMANN, W.N. y ROUWENHORST, K.G., *The origins of value. The financial innovations that created modern capital markets*. 2005, New York: Oxford University Press, Inc.
- GONENC, R., MAHER, M. y NICOLETTI, G., *The implementation and the effects of regulatory reform: past experience and current issues*. OECD Econ Stud, 2001. 32: p. 11-98.
- GONZÁLEZ, A.M., *Caracterización de los precios en mercados eléctricos competitivos mediante modelos ocultos de Markov de entrada salida (IOHMM). Aplicación a la generación de escenarios.*, en *Departamento de electrónica y automática*. 2005, Universidad Pontificia Comillas de Madrid: Madrid.
- GREEN, R., *Electricity liberalisation in Europe- How competitive will it be?* Energy Policy, 2006. 34: p. 2532-2541.
- GREEN, R.J., *Markets for electricity in Europe*. Oxford Rev Econ Policy, 2001. 17: p. 45-329.
- GREEN, R.J., *Spot and contract markets for electricity*. Oxford Rev Econ Policy, 2005. 21.
- GRIFFEN, J. y PULLER, S., *Electricity deregulation: where to from here?* 2005, Chicago: The University of Chicago Press.
- GRØNLI, H., *A comparison of Scandinavian regulatory models: Issues and experience*. Electricity Journal, 2001. 14: p. 57-64.

- HAAS, R. y AUER, H., *The prerequisites for effective competition in restructured wholesale electricity markets*. Energy, 2006. 31: p. 857-864.
- HENDERSON, J.M. y QUANDT, R.E., *Teoría Microeconómica*. 3a ed. 1995, Barcelona: Editorial Ariel, S.A.
- HERNÁNDEZ, C., *La reforma cautiva. Inversión trabajo y empresa en el sector eléctrico mexicano*. 2007, México, D.F.: Cidac.
- HULL, J.C., *Introducción a los mercados de futuros y opciones*. 2 ed. 1996, Madrid: Prentice Hall.
- HULL, J.C., *Introducción a los mercados de futuros y opciones*. 4° ed. 2002, Madrid: Pearson Educación.
- IEA, *Energy prices and taxes, 1st quarter 2005*, OECD: París.
- IEA, O., *Energy policies of IEA countries*. Head of publications service, 2006.
- IGLESIAS MEZA, M., *Regulación laboral de Luz y Fuerza del Centro, en Regulación del sector energético*. 1997, Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM: México, D.F. p. 465-483.
- ISLAS, J. y JERÓNIMO, U., *The financing of the Mexican electrical sector*. Energy policy, 2001(29): p. 965-973.
- JAILLET, P., RONN, E.I. y TOMPAIDIS, S., *Valuation of commodity-based swing options*. Management Science, 2003: p. 32.
- JOSKOW, P.L., *California's electricity crisis*. Oxford Rev Econ Policy, 2001. 17: p. 88-365.
- JOSKOW, P.L., *Electricity deregulation: Where to from here?* 2005, Chicago: The University of Chicago Press.
- LA-JORNADA, (9 de junio de 2008). *LFC perdió en 2007 casi la tercera parte de la energía que recibió* [En línea]. Página Web, <<http://www.jornada.unam.mx/ultimas/2008/06/09/lfc-perdio-en-2007-casi-la-tercera-parte-de-la-energia-que-recibio>>.

**Título en el head: LFC perdió en 2007 casi la tercera parte de la energía que recibió — La Jornada. [Consulta el 26/06/2008].**

**LAMOTHE FERNÁNDEZ, P., *Opciones financieras. Un enfoque fundamental*. 1998, Madrid: McGraw Hill.**

**LESOURD, J.B. *Electricity: The limits of commodity status*. en *Conférence sur l'ouverture des marchés de l'électricité*. 2004. Marseille: Universités d' Aix-Marseille.**

**LÉVÊQUE, F., *Transport pricing of electricity networks*. 2003, Dordrecht: Kluwer.**

**LFC, (2006). *Historia | Luz y Fuerza del Centro* [En línea]. Página Web,<<http://www.lfc.gob.mx/historia>>. Título en el head: Historia | Luz y Fuerza del Centro. [Consulta el 29/05/2006].**

**LLAMAS, A.R., GONZÁLEZ, M.A., MORONES, A., et al., *Situación del Sector Eléctrico en México*. Memoria técnica 17ª reunión sobre Potencia ITESM, 2005.**

**LORING, J., *Opciones y Futuros*. 2000, Bilbao: Desclée de Brouwer.**

**MALDONADO, P. y PALMA, B., *Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur*. Recursos Naturales e Infraestructura. CEPAL, Santiago de Chile, 2004.**

**MILLER, M.H., *Los Mercados de Derivados*. 1999, Barcelona: Ediciones Gestion 2000.**

**MITYC, *La energía en España 2006*, MITYC, Editor. 2006, Ministerio de industria, turismo y comercio: Madrid.**

**MOUNT, T.D., *Using weather derivatives to improve the efficiency of forward markets for electricity*. Proceedings of the 35th Hawaii international conference on system sciences, 2002.**

- MUÑOZ, J.M., *A más de diez años de la reforma eléctrica. El modelo mexicano surge como opción*. 2005, Observatorio Ciudadano de la Energía, A.C.: México, D.F.
- NAKAMURA, M., NAKASHIMA, T. y NIIMURA, T., *Electricity markets volatility: estimates, regularities and risk management applications*. Energy Policy, 2006. 34: p. 1736-1749.
- NEAL, L., *The Rise of Financial Capitalism*  
*International Capital Markets in the Age of Reason*. 1990, New York: University of Cambridge.
- NEMMCO, *Australia's National Electricity Market*  
*Trading arrangements in the NEM*. NEMMCO, 2004: p. 36.
- NEMMCO, *NEMMCO 2006 Annual Report*. 2006, National Electricity Market Management Company Limited: Sydney.
- NEUHOFF, K., *Integrating transmission and energy markets mitigates market power*. 2003, Cambridge: CMI Electricity Project.
- NEWBERY, D.M., *Electricity reform in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design*. Energy J, in press., 2001.
- NEWBERY, D.M., *Issues and Options for Restructuring the ESI*. 2001, London: Cambridge.
- NORDPOOL, *Record volumes at Nord Pool in 2007*, POOL, N., Editor. 2008, Nord Pool ASA: Lysaker, Oslo.
- NORDPOOL, *Successful launch of international derivative contracts*, POOL, N., Editor. 2008, Nord Pool ASA: Lysaker, Oslo.
- NORDPOOL, *Trade at Nord Pool ASA's financial market*. Nord Pool ASA, 2007: p. 24.
- NOTICIEROS TELEVISA, (2008). *Arranca Calderón programa de ahorro de energía* [En línea]. Página Web, <<http://www2.esmas.com/noticierostelevisa/mexico/003692/arranca-calderon-programa-ahorro-energia>>. Título en el head:

**Arranca Calderón programa de ahorro de energía. [Consulta el 24/06/2008].**

**OCAÑA, C., *Competition in electricity markets*. 2001, Paris: OECD and International Energy Agency.**

**OECD, *OECD reviews of regulatory reform. Regulatory reform in the United Kingdom. Gas and electricity and the professions*. 2002, Paris: Organisation for Economic Cooperation and Development.**

**OECD, *Regulatory reform in Finland; enhancing market openness through regulatory reforms*. 2003, Paris: Organisation for Economic Cooperation and Development.**

**OECD/IEA, *Competition in Electricity Markets*. International Energy Agency, 2001: p. 165.**

**OMEL, *Mercado de electricidad*. 2005: Madrid.**

**OMEL, *Mercado de electricidad. Evolución del mercado de producción de energía eléctrica*. 2006, OMEL.**

**PANJER, H.H., *Financial Economics***

***With Applications to Investments, Insurance and Pensions*. 1998, Schaumburg, Illinois: The Actuarial Foundation.**

**PRIETO MORALES, A., *La industria eléctrica del futuro en México: soluciones a un problema no planteado*. 2001, México, D. F.: LVIII Legislatura del Senado de la República del H. Congreso de la Unión.**

**RAMÍREZ VILLARELLO, Y., *La CFE sigue como número uno en abusos*, en *El siglo de Durango*. 13/07/08: Durango, México.**

**REINAUD, J., *CO<sub>2</sub> Allowance & Electricity Price Interaction***

***Impact on industry's electricity purchasing strategies in Europe*. International Energy Agency**

**OECD, 2007: p. 86.**

- REYES CISNEROS, M.E., *Instrumentos derivados en Caixa Penedès. Entrevista realizada al Responsable Mesa de Tesorería, Gerard Albà*. 2008: Barcelona.
- ROGERS, K., *Introducción a los derivados*. 2001, Barcelona: Ediciones Gestión 2000.
- ROGERS, K., *An introduction to derivatives*. 2001, Barcelona: Ediciones Gestión 2000.
- SCHWEPPE, F.C., CARAMANIS, M.C., TABORS, R.D., et al., *Sport pricing of electricity*. 1988, Boston: Kluwer.
- SEZGEN, O., GOLDMAN, C.A. y KRISHNARAO, P., *Option value of electricity demand response*. Energy, 2007. 32: p. 108-119.
- SHARMA, D., *The multidimensionality of electricity reform- an Australian perspective*. Energy Policy, 2003. 31: p. 1093-1102.
- SME, (2008). *Contrato Colectivo de Trabajo Sindicato Mexicano de Electricistas* [En línea]. Página Web, <<http://www.geocities.com/CapitolHill/Parliament/1461/cct/indcap.html>>. Título en el head: Índice por Capítulos. [Consulta el 16/06/2008].
- SOARES, L.M.A., *A formcao do Grupo Light: Apontamentos para a sua história administrativa*. América Latina en la Historia Económica. Boletín de Fuentes, 1997(8): p. 55-69.
- STEINER, F., *Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry*. Econ Stud, 2001. 32: p. 82-143.
- STOFT, S.E., *Power system economics: designing markets for electricity chichester*. 2002, Chichester: Wiley.
- SUÁREZ, A.S.S., *Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa*. 18 ed. 1998, Madrid: Ediciones Pirámide.
- SUPPANZ, H., WISE, M. y KILEY, M., *Product market competition and economic performance in the USA*. OECD, 2004.



- TEWELES, R. y JONES, F., *The futures game*. 2a ed. 1987, New York: McGraw Hill.
- TOVAR LANDA, R., *Reforma estructural del sector eléctrico*. 2000, México, D.F.: Instituto Tecnológico Autónomo de México/Porrúa.
- VEGA, J.D.L., *Confusión de Confusiones. Diálogos curiosos entre un filósofo agudo, un mercader discreto y un accionista erudito (1688)*. 2a ed. 1958, Madrid: Publicaciones Banco Urquijo.
- VEHVILÄINEN, I., *Basics of electricity derivative pricing in competitive markets*. Fortum Power and Heat, 2001: p. 60.
- WOLAK, F., *Lessons from international experience with electricity market monitoring*. Center for the study of energy markets, 2004: p. 20.
- WOO, C.K., KING, M., TISHLER, A., et al., *Cost of electricity deregulation*. Energy, 2006. 31: p. 747-768.
- ZEDILLO, E., *Libro Blanco. Decreto por el que se reforman los Artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía Eléctrica*. 2 de febrero de 1999.

## **Anexo 1. Resumen de las especificaciones de los derivados eléctricos en Nord Pool:**

### **Contratos Base load:**

#### **Productos:**

- Futuros – diarios (sólo nórdicos) / semanales
- *Forward* – mensuales/trimestrales/anuales
- Opciones Europeas – (sólo en mercado nórdico)
- Contratos por diferencias.

#### **Tamaño mínimo del contrato**

1 MWh

#### **Mínimo tick size**

0,01 euros

#### **Moneda**

Euro

#### **Precio de referencia**

- El Precio oficial nórdico spot *Day Ahead* subyacente publicado por Nord Pool Spot.
- El precio oficial alemán spot *Day Ahead* subyacente publicado por EEX
- El precio oficial holandés spot *Day Ahead* subyacente publicado por APX.
- De lunes a domingo de 00:00 a 24:00 hrs.

### **Contratos Peak load:**

#### **Productos:**

- Futuros – semanales
- *Forwards* – mensuales/trimestrales/anuales

#### **Tamaño mínimo del contrato:**

1 MWh

#### **Mínimo tick size**

0,01 euros

#### **Moneda**

Euro

#### **Precio de referencia**

- El Precio oficial nórdico spot *Day Ahead* subyacente publicado por Nord Pool Spot.
- El precio oficial alemán spot *Day Ahead* subyacente publicado por EEX.
- De lunes a viernes de 8:00 a 20:00 hrs.

## **Anexo 2. Especificaciones de los contratos de futuros y opciones en *Australian Securities Exchange***

### **Especificaciones de los contratos de futuros disponibles en D-cypha SFE:**

- **Contratos Base Load**

Electricidad comprada y vendida en NSW, Victoria, Sur de Australia y Queensland en los mercados *wholesale* pool controlada por el NEMMCO.

- **Unidad del contrato**

1 megavatio de energía eléctrica por hora basado en perfil base load, definido por el NEM desde las 00:00 hrs. del lunes hasta las 24:00 hrs. del domingo sobre la duración del trimestre del contrato. Por ejemplo, el tamaño de cada contrato en megavatios hora, variará dependiendo del número de días dentro del trimestre, como sigue:

90 días equivale a 2.160 megavatios hora

91 días equivale a 2.184 megavatios hora

92 días equivale a 2.208 megavatios hora

Es decir, los días del trimestre por las 24 horas del base load = a los megavatios hora.

- **Moneda**

Dólares australianos por megavatio hora

- **Trimestres del contrato**

Marzo, junio, septiembre, diciembre, hasta 4 en un año.

- **Código**

BN - NSW Base Load Electricity Futures

BV - VIC Base Load Electricity Futures

BQ - QLD Base Load Electricity Futures

BS - SA Base Load Electricity Futures

HN - NSW Base Load Electricity Strip Products

HV - VIC Base Load Electricity Strip Products  
HQ - QLD Base Load Electricity Strip Products  
HS - SA Base Load Electricity Strip Products

- Movimiento mínimo en el precio

\$0,05 por megavatio hora

- *Tick size*

\$0,05 por megavatio hora

- Último día de negociación

El último día de negociación del trimestre del contrato. En este día la negociación termina a las 4:50 pm.

- Día de liquidación en efectivo

El día de liquidación en efectivo será el cuarto día de negociación después de que el contrato trimestral venza.

- Precio de liquidación en efectivo

Se calcula tomando el promedio aritmético de los precios finales spot base load del NEM con una base horaria de media hora.

- Valor de la liquidación en efectivo

El valor de la liquidación es el precio de la liquidación en efectivo multiplicado por el número de megavatios hora en el contrato subyacente trimestral.

- **Contratos periodo punta**

Energía eléctrica comprada y vendida en el NSW, Victoria, Sur de Australia y Queensland en el mercado *wholesale pool* controlada por NEMMCO.

- Unidad del contrato

1 megavatio de electricidad por hora basada en el perfil del periodo punta, donde éste es definido en el NEM desde las 7:00 hrs. hasta las 22:00 hrs. de lunes a viernes (excluyendo los días festivos determinados por SFE) sobre la duración del contrato trimestral. Por ejemplo: el tamaño del contrato en, megavatios hora, variará dependiendo del número de días y horas punta dentro del trimestre.

59 días de contrato trimestral equivaldrá a 885 megavatios hora, es decir, 59 días por 15 horas del periodo punta = 885 megavatios hora.

- Moneda

Dólares australianos.

- Trimestres del contrato

Marzo, junio, septiembre, diciembre hasta 4 en un año.

- Código de la *commodity*

PN - NSW Peak Period Electricity Futures

PV - VIC Peak Period Electricity Futures

PQ - QLD Peak Period Electricity Futures

PS - SA Peak Period Electricity Futures

DN - NSW Peak Period Electricity Strip Products

DV - VIC Peak Period Electricity Strip Products

DQ - QLD Peak Period Electricity Strip Products

DS - SA Peak Period Electricity Strip Products

- Movimiento mínimo en el precio

Mínima fluctuación en el precio de \$0,05 por megavatio hora.

- *Tick size*

*Tick size* con una fluctuación de \$0,05 por megavatio hora en el precio.

Ejemplo: un contrato trimestral de 885 megavatios hora tiene un *tick size* de \$44,25.

Un contrato trimestral de 900 megavatios hora tiene un *tick size* de \$45,00

Es decir, el número de megavatios hora por 0,05 = *tick size* del contrato

- Ultimo día de negociación

El último día de negociación del trimestre del contrato. En este día la negociación termina a las 4:50 pm.

- Día de liquidación en efectivo

El día de liquidación en efectivo del contrato deberá ser el cuarto día de negociación después del vencimiento del contrato trimestral.

- Precio de la liquidación en efectivo

El precio de la liquidación en efectivo es calculado tomando el promedio aritmético del precio final spot punta del NEM con una base de media hora.

- Valor de la liquidación en efectivo

El valor de la liquidación en efectivo es el precio de la liquidación en efectivo multiplicado por el número de megavatios hora del subyacente del contrato trimestral.

- **Base trimestral de 300 dólares en productos CAP**

1 Megavatio de electricidad por hora con un perfil base load, para los estados (NSW, QLD, VIC y SA) sobre la duración del trimestre.

- Años del contrato

Un total de 8 a 11 productos trimestrales

- Código de la *commodity*

GN - NSW Base Load Quarterly \$300 Cap Electricity Futures

GQ - QLD Base Load Quarterly \$300 Cap Electricity Futures

GV - VIC Base Load Quarterly \$300 Cap Electricity Futures

GS - SA Base Load Quarterly \$300 Cap Electricity Futures

- Funcionamiento de la negociación

Dos años del calendario de productos strip estarán disponibles con códigos de *commodity* como a continuación:

RN - NSW Base Load Cal Year \$300 Cap Strip Products

RQ - QLD Base Load Cal Year \$300 Cap Strip Products

RV - VIC Base Load Cal Year \$300 Cap Strip Products

RS - SA Base Load Cal Year \$300 Cap Strip Products

- Movimiento mínimo en el precio

Dólares australianos por megavatio hora con una fluctuación mínima de \$0,01 por megavatio hora.

- Último día de negociación

El último día de negociación es el último día de negociación del trimestre en el calendario. En este día la negociación termina a las 4:50 pm.

- Día de liquidación en efectivo

El día de liquidación en efectivo del contrato deberá ser el cuarto día de negociación después del vencimiento del trimestre en el calendario.

- Fórmula para determinar el valor de la liquidación en efectivo de un CAP

El precio de la liquidación =  $(C - (300 \times D)) / E$ , donde:

C = La suma de todos los precios spot base load con base de media hora para la región en el calendario trimestral mayor que \$300,00.

D = El número total de precios spot base load con base media hora para la región en el calendario trimestral mayor que \$300,00.

E = Número total de precios spot base load con base media hora para la región en el calendario trimestral.

**Especificaciones de los contratos de opciones disponibles en D-cypha SFE:**

- **Contratos primer trimestre punta de opciones**

1 megavatio de electricidad por hora en perfil de periodo punta para los respectivos estados (NSW, QLD, VIC y SA) sobre la duración del trimestre del contrato.

- Trimestres del contrato

Opciones disponibles sobre futuros para el trimestre de marzo hasta tres próximos años

- Códigos de la *commodity*

PN – NSW Peak Period

PV – VIC Peak Period

PQ – QLD Peak Period

PS – SA Peak Period

- Movimiento mínimo en el precio

Cotizado en dólares australianos por megavatio hora. La mínima fluctuación en el precio es de \$0,01 por megavatio hora.

- Precios de ejercicio

Q1 opciones periodo punta son fijados en intervalos de \$5,00 por megavatio hora. Nuevos precios de ejercicio de la opción creados como los movimientos en el precio del subyacente en los contratos de futuros.

- Vencimiento del contrato

Las opciones cesarán la negociación a las 12:00 pm del último día de negociación.

- Método de liquidación

Las opciones pueden ser ejercidas en cualquier día de negociación incluyendo el día de su vencimiento. Las opciones *in the money* no son automáticamente ejercidas a su vencimiento.



- **Contratos de opciones *cal year base strip***

Opciones en calendario (cal) *year base load Strip Futures Products*

1 megavatio de electricidad por hora en un perfil base load para los respectivos estados (NSW, QLD, VIC y SA) sobre la duración del año del calendario.

- **Años de contrato**

Opciones disponibles en 3 *cal year base load strip futures products* hasta 3 y 3 cuartos de año próximos.

- **Código de commodity**

HN - NSW Base Load

HV - VIC Base Load

HQ - QLD Base Load

HS - SA Base Load

- **Movimiento mínimo en el precio**

Cotizado en dólares australianos por megavatio hora. La mínima fluctuación en el precio es de \$0,01 por megavatio hora.

- **Precios de ejercicio**

Fijados en intervalos de \$1,00 por megavatio hora. Nuevos precios de ejercicio de la opción creados como los movimientos en el precio del subyacente en los contratos de futuros.

- **Vencimiento del contrato**

Las opciones cesarán la negociación a las 12:00 pm. el último día de negociación.

- **Método de liquidación**

Las opciones pueden ser ejercidas en cualquier día de negociación incluyendo el día de su vencimiento. Las opciones *in the money* no son automáticamente ejercidas a su vencimiento.

- Fórmula para determinar los precios trimestrales de futuros resultantes del ejercicio de la opción strip.

Sobre el ejercicio el poseedor recibirá cuatro posiciones trimestrales de futuros a precios equivalentes al precio *strike* de la opción, después de aplicar la actual curva del ratio determinada por el precio de liquidación del día de negociación anterior de cuatro trimestres de contratos de futuros subyacente del *Strip Futures Product* como se muestra a continuación:

$$FP = A \times B/C$$

Siendo:

FP = Precio asignado a cada contrato de futuros resultante de la opción *Strip*.

A = Precio de liquidación el día anterior para el contrato trimestral para cada contrato de gfuturos individual.

C = Precio strip implícito del día previo, calculado como se muestra a continuación:

$$\text{Precio implícito strip} = F/G$$

$$F = a + b + c + d$$

a = Q1 precio de liquidación del día anterior x MWh para Q1

b = Q2 precio de liquidación del día anterior x MWh para Q2

c = Q3 precio de liquidación del día anterior x MWh para Q3

d = Q4 precio de liquidación del día anterior x MWh para Q4

G = Número total de megavatios hora de todos los contratos de futuros.

- Precio de liquidación de la opción

Será determinado el día del vencimiento tomando el promedio de los precios de los respectivos *Cal Strip Futures Product* a las 11:45 am, 11:50 am, 11:55 am y 12:00 pm redondeados<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> BESHAY, C., *About d-cyphatrade*. D-cyphaTrade, 2008: p. 8.  
p. 1 a p.8.

### **Anexo 3. Contratos de derivados eléctricos en EEX, con vencimiento máximo de 6 años.**

#### **Futuros negociados en EEX**

Los contratos de futuros negociados en el mercado de derivados de EEX son:

- Phelix Base Futures (Liquidación en efectivo)
- Phelix Peak Futures (Liquidación en efectivo)
- German Base Load Futures (Liquidados físicamente)
- German Peak Load Futures (Liquidados físicamente)
- French Base Load Futures (Liquidados físicamente)
- French Peak Load Futures (Liquidados físicamente)

Los contratos de futuros con liquidación física, se refieren a que el comprador y el vendedor acuerden tanto la entrega como el pago de electricidad de una cierta cantidad, con un cierto perfil de carga y el lugar de entrega, a un precio acordado durante un cierto periodo de entrega en el futuro hasta el vencimiento de la transacción. Los futuros con liquidación en efectivo, se diferencian de los anteriores en que el comprador y el vendedor acuerdan liquidar las diferencias que surjan entre el precio acordado y el precio en el mercado de futuros, sin entrega física de electricidad<sup>2</sup>. Estos se basan en los precios spot eléctricos del índice phelix EEX.

#### **Especificaciones de los contratos financieros de futuros**

- **Phelix Base Futures con diferentes periodos de entrega**

#### **Códigos exchange y nombre:**

F1BM *Phelix Base Month Future*

F1BQ *Phelix Base Quarter Future*

F1BY *Phelix Base Year Future*

---

<sup>2</sup> EEX, *EEX product information power*. European Energy Exchange, 2007: p. 1-31.

**Subyacente:**

Índice basado en el promedio de todas las subastas de precios, de los contratos (*hourly contracts*) negociados en el mercado spot de EEX para las horas entre 00:00am y las 12:00pm para todos los días del plazo de entrega (precio de liquidación final).

**Periodos de entrega negociables:**

Máximo en que los periodos de entrega pueden ser negociados:

- Los actuales y los siguientes seis meses  
(Phelix Base Month Future)
- Los respectivos siguientes 7 trimestres completos.  
(Phelix Base Quarter Future)
- Los respectivos siguientes 6 años completos  
(Phelix Base Year Future)

**Volumen del contrato:**

Es calculado sobre la base de los factores del número de días de entrega en el periodo de entrega y la cantidad de electricidad que se entregará diariamente. Esta cantidad es usualmente montos de 24 megavatios hora, en los días que hay un cambio de invierno a verano los montos son de 23 megavatios hora, sin embargo, cuando hay un cambio de verano a invierno los montos son de 25 megavatios hora. Por ejemplo, el volumen del contrato para un futuro mensual con montos de 30 días de entrega es igual a 720 megavatios hora, para un futuro con 91 días de entrega asciende a 2.184 megavatios y para un futuro anual con 365 días de entrega asciende a 8.760 megavatios hora.

**Fijación de precios:**

Dos dígitos de decimales después del punto; esto corresponde a 0,01 euros por megavatio hora.

**Mínima fluctuación en los precios:**

0,01 puntos por megavatio hora multiplicados por el volumen del contrato en cada caso. Por ejemplo: por un futuro mensual con 30 días de entrega le

corresponde un monto de 7,20 euros, para un futuro trimestral con 91 días de entrega le corresponde un valor de 21,83 euros, y por un futuro anual con 365 días de entrega le corresponde un valor de 87,60 euros.

#### **Ultimo día de negociación del mes de entrega:**

El último día de negociación es el día de negociación en bolsa (*exchange trading day*) del último día de entrega del mes de entrega en el mercado spot EEX. La negociación termina al final de la presentación de ofertas por la subasta horaria en el mercado spot EEX, que es usualmente a las 12:00am, de ese día.

#### **Ejecución durante el mes de entrega**

La ejecución por medio de la liquidación en efectivo es basada en el precio de liquidación (*settlement price*)<sup>3</sup> final sobre el día de liquidación que le sigue al último día de negociación.

El vendedor (comprador), está obligado a liquidar la diferencia entre el precio acordado y el más alto (más bajo) precio final de liquidación en efectivo en el día de la ejecución.

La ejecución es llevada a cabo entre los miembros liquidadores<sup>4</sup> (*clearing members*) y EEX AG., la liquidación en efectivo entre los que no son miembros liquidadores y sus clientes es tarea de los *clearing members* a cargo.

#### **▪ Phelix Peak Futures con diferentes periodos de entrega**

#### **Códigos exchange y nombre:**

*F1PM Phelix Peak Month Future*

*F1PQ Phelix Peak Quarter Future*

*F1PY Phelix Peak Year Future*

---

<sup>3</sup> **Settlement Price**, Precio de liquidación: establecido por la Cámara de compensación del precio de cierre. El precio de liquidación es usado para determinar el rango permitido para el próximo día, y para liquidar todas las cuentas entre los miembros liquidadores por cada contrato mensual. Demandas para margen adicional y precios de factura para entrega están determinados por el precio de liquidación.

<sup>4</sup> Un miembro de la Cámara de compensaciones responsable de ejecutar negociaciones de clientes.

**Subyacente:**

Índice basado en el promedio de todas las subastas de precios de los contratos horarios, negociados en el mercado spot de EEX, para las horas entre las 8:00am y las 8:00pm, todos los días de lunes a viernes del respectivo periodo de entrega (precio final de liquidación).

**Periodos de entrega negociables:**

Máximo en que los periodos de entrega pueden ser negociados:

- Los actuales y los siguientes seis meses  
(Phelix Peak Month Future)
- Los respectivos siguientes 7 trimestres completos.  
(Phelix Peak Quarter Future)
- Los respectivos siguientes 6 años completos  
(Phelix Peak Year Future)

**Volumen del contrato:**

Es calculado sobre el número de días de entrega en el periodo de entrega por la cantidad de electricidad que se entregará diariamente. Esta cantidad es usualmente de 12 megavatios por día.

Para un contrato de futuros con 21 días de entrega, por ejemplo, resulta un valor de 252 MWh, para un futuro trimestral con 65 días de entrega, resulta un valor de 780 MWh y para un futuro anual con 261 días de entrega, resulta una cantidad de 3.132 MWh.

**Fijación de precios:**

Dos dígitos de decimales después del punto; esto corresponde a 0,01 euros por megavatio hora.

**Mínima fluctuación en los precios:**

0,01 puntos por megavatio hora multiplicados por el volumen del contrato en cada caso. Por ejemplo: por un futuro mensual con 21 días de entrega le

corresponde un monto de 2,52 euros, para un futuro trimestral con 65 días de entrega le corresponde un valor de 7,80 euros, y por un futuro anual con 261 días de entrega le corresponde un valor de 31,32 euros.

#### **Ultimo día de negociación del mes de entrega:**

El último día de negociación es el día de negociación en bolsa (*exchange trading day*) del último día de entrega del mes de entrega en el mercado spot EEX. La negociación termina al final de la presentación de ofertas por la subasta horaria en el mercado spot EEX, que es usualmente a las 12:00am, de ese día.

#### **Ejecución durante el mes de entrega**

La ejecución por medio de la liquidación en efectivo es basada en el precio de liquidación final sobre el día de liquidación que le sigue al último día de negociación.

El vendedor (comprador), está obligado a liquidar la diferencia entre el precio acordado y el más alto (más bajo) precio final de liquidación en efectivo en el día de la ejecución.

La ejecución es llevada a cabo entre los miembros liquidadores y EEX AG., la liquidación en efectivo entre los que no son miembros liquidadores y sus clientes es tarea de los *clearing members* a cargo.

#### **Especificaciones de los contratos de entrega física de futuros**

- **German Base Load Futures con diferentes periodos de entrega**

#### **Códigos exchange y nombre:**

*F0BM* German Base Load Month Future  
*F0BQ* German Base Load Quarter Future  
*F0BY* German Base Load Year Future

**Subyacente:**

Entrega o compra de electricidad con una tasa constante de 1 megavatio dentro del nivel de 220/380 kilovoltios de la zona TSO de RWE Transportnetz Strom GmbH durante el tiempo de 00:00am hasta las 12:00pm cada día de entrega durante los meses de entrega. Los días de entrega son todos los días del calendario en el mes de entrega.

**Periodos de entrega negociables:**

Máximo en que los periodos de entrega pueden ser negociados:

- Los actuales y los siguientes seis meses  
(German Base Load Month Future)
- Los respectivos siguientes 7 trimestres completos.  
(German Base Load Quarter Future)
- Los respectivos siguientes 6 años completos  
(German Base Load Year Future)

**Volumen del contrato:**

Es calculado sobre la base de los factores del número de días de entrega en el periodo de entrega y la cantidad de electricidad que se entregará diariamente. Esta cantidad es usualmente montos de 24 megavatios hora, en los días que hay un cambio de invierno a verano los montos son de 23 megavatios hora, sin embargo, cuando hay un cambio de verano a invierno los montos son de 25 megavatios hora.

Por ejemplo, el volumen del contrato para un futuro mensual con montos de 30 días de entrega es igual a 720 megavatios hora, para un futuro con 91 días de entrega asciende a 2.184 megavatios y para un futuro anual con 365 días de entrega asciende a 8.760 megavatios hora.

**Volumen del contrato durante el mes de entrega**

Desde el segundo día de negociación en bolsa antes del comienzo del periodo de entrega, el volumen del contrato es reducido por la cantidad de electricidad que se deberá entregar después del final de la negociación. La cantidad que será



entregada es la cantidad del día de entrega, la cual sigue al siguiente día de negociación en bolsa ( $t + 2$ ) en cada caso.

**Fijación de precios:**

Dos dígitos de decimales después del punto; esto corresponde a 0,01 euros por megavatio hora.

**Mínima fluctuación en los precios:**

0,01 puntos por megavatio hora multiplicados por el volumen del contrato en cada caso. Por ejemplo: por un futuro mensual con 30 días de entrega le corresponde un monto de 7,20 euros, para un futuro trimestral con 91 días de entrega le corresponde un valor de 21,83 euros, y por un futuro anual con 365 días de entrega le corresponde un valor de 87,60 euros.

**Último día de negociación del mes de entrega:**

El último día de negociación del mes de entrega es dos días de bolsa antes del último día de entrega del mes de entrega.

**Cumplimiento**

Sólo la parte del contrato es liquidada físicamente por la cual el volumen del contrato fue reducido después del final de la negociación durante el mes de entrega.

El precio de liquidación para todas las entregas en el mes entero de entrega es el precio final de liquidación. El precio final de liquidación es el precio de liquidación establecido dos días de negociación en bolsa antes del comienzo del mes de entrega.

El comprador esta obligado a comprar la cantidad acordada en el día de entrega y a pagar el precio de compra más los impuestos por pagar en dicho importe en el día de negociación en Bolsa antes de la entrega.

El vendedor esta obligado a entregar la cantidad de electricidad acordada con la tasa constante y la duración acordada en el día de entrega.

▪ **German Peak Load Futures con diferentes periodos de entrega**  
**Códigos exchange y nombre:**

*F0PM German Peak Load Month Future*

*F0PQ German Peak Load Quarter Future*

*F0PY German Peak Load Year Future*

**Subyacente del contrato:**

Entrega o compra de electricidad con una tasa constante de 1 megavatio dentro del nivel de 220/380 kilovoltios de la zona TSO de RWE Transportnetz Strom GmbH durante el tiempo de 08:00am hasta las 08:00pm cada día de entrega durante los meses de entrega. Los días de entrega son todos los días de lunes a viernes durante el mes de entrega.

**Periodos de entrega negociables:**

Máximo en que los periodos de entrega pueden ser negociados:

- Los actuales y los siguientes seis meses  
(German Peak Load Month Future)
- Los respectivos siguientes 7 trimestres completos.  
(German Peak Load Quarter Future)
- Los respectivos siguientes 6 años completos  
(German Peak Load Year Future)

**Volumen del contrato:**

Es calculado sobre la base de los factores del número de días de entrega en el periodo de entrega y la cantidad de electricidad que se entregará diariamente. Esta cantidad es de 12 megavatios hora por día.

Para un futuro mensual con 21 días de entrega, por ejemplo, resultaría con un valor de 252 MWh, para un futuro trimestral con 56 días de entrega, resultaría un

valor de 780 MWh y para un futuro anual con 261 días de entrega, resultaría una cantidad de 3.132 MWh.

### **Volumen del contrato durante el mes de entrega**

Desde el segundo día de negociación en bolsa antes del comienzo del periodo de entrega, el volumen del contrato es reducido por la cantidad de electricidad que se deberá entregar después del final de la negociación. La cantidad que será entregada es la cantidad del día de entrega, la cual sigue al siguiente día de negociación en bolsa ( $t + 2$ ) en cada caso.

### **Fijación de precios:**

Dos dígitos de decimales después del punto; esto corresponde a 0,01 euros por megavatio hora.

### **Mínima fluctuación en los precios:**

0,01 puntos por megavatio hora multiplicados por el volumen del contrato en cada caso. Por ejemplo: por un futuro mensual con 21 días de entrega le corresponde un monto de 2,52 euros, para un futuro trimestral con 65 días de entrega le corresponde un valor de 7,80 euros, y por un futuro anual con 261 días de entrega le corresponde un valor de 31,32 euros.

### **Ultimo día de negociación del mes de entrega:**

El último día de negociación del mes de entrega es dos días de bolsa antes del último día de entrega del mes de entrega.

### **Cumplimiento**

Sólo la parte del contrato es liquidada físicamente por la cual el volumen del contrato fue reducido después del final de la negociación durante el mes de entrega.

El precio de liquidación para todas las entregas en el mes entero de entrega es el precio final de liquidación. El precio final de liquidación es el precio de liquidación establecido dos días de negociación en bolsa antes del comienzo del mes de entrega.

El comprador esta obligado a comprar la cantidad acordada en el día de entrega y a pagar el precio de compra más los impuestos por pagar en dicho importe en el día de negociación en Bolsa antes de la entrega.

El vendedor esta obligado a entregar la cantidad de electricidad acordada con la tasa constante y la duración acordada en el día de entrega.

- También enlistados como contratos de derivados de entrega física en EEX se encuentran los:

### **French Base Load Futures con diferentes periodos de entrega y los French Peak Load Futures con diferentes periodos de entrega**

Cuyas especificaciones son muy similares a las anteriormente mencionadas de los contratos German, por lo que solamente se mencionan.

En el mercado EEX se manejan también opciones, cuyas especificaciones son las siguientes:

#### **Opciones negociadas en EEX**

- **Phelix Base Month Option con diferentes vencimientos**

#### **Códigos exchange y nombre:**

*O1BM Phelix Base Month Option*

#### **Subyacente:**

Phelix Base Month Future con el mismo vencimiento, cuyo periodo de entrega corresponde al vencimiento.

#### **Volumen del contrato:**

Phelix Base Month Future, le corresponden los siguientes volúmenes de contrato en caso de:

- |   |         |
|---|---------|
| ▪ Meses de entrega con 28 días de entrega | 672 Mwh |
| ▪ Meses de entrega con 29 días de entrega | 696 Mwh |
| ▪ Meses de entrega con 30 días de entrega | 720 Mwh |

▪ Meses de entrega con 31 días de entrega	744 Mwh
▪ Mes de entrega de Marzo	743 Mwh
▪ Mes de entrega de Octubre	745 Mwh

## **CALL**

El comprador de una opción call tiene el derecho a recibir una posición larga en el correspondiente *Phelix Base Month Future* al precio de ejercicio de la opción en el último día de negociación.

El vendedor de una opción call recibe una posición corta en el correspondiente *Phelix Base Month Future* después de que la opción call sea ejercida y asignada al precio de ejercicio del último día de negociación.

## **PUT**

El comprador de una opción Put tiene el derecho a recibir una posición corta en el correspondiente *Phelix Base Month Future* al precio de ejercicio de la opción en el último día de negociación.

El vendedor de una opción put recibe una posición larga en el correspondiente *Phelix Base Month Future* al precio de ejercicio después de que la opción put es ejercida y asignada en el último día de negociación.

## **Prima de la opción**

El comprador de un contrato de opción esta obligado a pagar el precio de compra por el derecho de la opción en el día de liquidación siguiente de la compra de la opción. La prima de la opción se le paga al vendedor de la opción en el mismo día.

## **Fijación del precio de la prima de la opción**

Tres de decimales después del punto; esto corresponde a 0,001 euros por megavatio hora.

## **Series de opción negociables:**

Una serie de opción es el número total de Call y Put con el mismo subyacente, el mismo precio de ejercicio y el mismo vencimiento que pueden ser negociadas en el sistema.

Al menos tres series con diferentes precios de ejercicio pueden ser negociadas para cada vencimiento; en este contexto un precio de ejercicio es *in the money*, otro es *at the money* y otro es *out of the money* hasta la introducción dentro de la negociación.

El consejo administrativo del *exchange* (EEX AG), tiene el derecho de cambiar el número de series de opciones negociables, en cualquier momento.

**Mínima fluctuación en los precios:**

0,001 puntos; lo que corresponde un monto por valor de la opción de:

0,672 euros por meses de entrega con 28 días de entrega

0,696 euros para meses de entrega con 29 días de entrega

0,720 euros para meses de entrega con 30 días de entrega

0,744 euros para meses de entrega con 31 días de entrega

0,743 euros para el mes de entrega de marzo

0,745 euros para el mes de entrega de octubre.

**Vencimientos negociables:**

Pueden ser negociadas las opciones Call y Put para los respectivos cinco meses de entrega siguientes.

**Ultimo día de negociación del mes de entrega:**

Mes de entrega de enero: el tercer jueves en el mes de diciembre anterior.

Todos los demás meses de entrega: cuatro días de negociación *exchange* antes del comienzo del mes de entrega.

**Día de vencimiento**

Opciones que no hayan sido ejercidas expiran hasta el final del último día de negociación.

## **Ejercicio**

La opción puede sólo ser ejercida en el último día de negociación, es decir, es una opción europea. Dicho ejercicio se llevará a cabo por medio de una entrada en el sistema EEX entre 08:55 am y 03:00 pm del último día de negociación.

Los ejercicios sólo serán efectivos a las 3:00 pm; hasta ese tiempo pueden ser cambiados o borrados en cualquier tiempo.

## **Cesión**

Si un comprador ejerce su derecho de opción, ECC AG asigna un vendedor de la misma serie de opción y del mismo tipo de opción (call o put) al comprador, con la ayuda de un procedimiento de mantenimiento de la neutralidad de la cesión del proceso al final de la fase de post-negociación (aprox. 05:00 horas) en el día de ejercicio. Las cesiones parciales son permisibles.

## **Cumplimiento:**

Las opciones son cumplidas a través del registro en la correspondiente posición de futuros al respectivo precio de ejercicio después de que la opción sea ejercida.

### **▪ Opciones *Phelix Base Quarter* y opciones *Phelix Base Year* con diferentes vencimientos**

También se enlistan en el EEX la opción *Phelix Base Quarter* con diferentes vencimientos y la opción *Phelix Base Year* con diferentes vencimientos, con especificaciones muy parecidas a las de la opción *Phelix Base Month*, por lo que sólo se mencionan.

Las diferencias que hay entre éstas, es que su subyacente es diferente, es decir, la opción *Phelix Base Quarter* tiene como subyacente el futuro *Phelix Base Quarter*, con diferente volumen de contrato, obviamente mayor al mensual ya que es trimestral y lo mismo para la opción *Phelix Base Year*, ya que tiene de subyacente el futuro *Phelix Base Year*, con los mismos vencimientos y con volumen de contratación mucho mayor ya que es de un año<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> EEX, *EEX product information power*.

**Anexo 4. Tablas del cálculo de la volatilidad de los precios spot medios diarios OMEL desde enero de 2003 hasta mayo de 2008.**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Enero 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/01/03	0,768				
02/01/03	1,689	2,199219	0,788102	0,740118	0,547773994
03/01/03	1,586	0,939017	-0,06292	-0,11091	0,012300173
04/01/03	1,59	1,002522	0,002519	-0,04547	0,002067133
05/01/03	1,004	0,631447	-0,45974	-0,50773	0,257786325
06/01/03	1,66	1,653386	0,502826	0,454841	0,206880292
07/01/03	1,954	1,177108	0,163061	0,115076	0,01324256
08/01/03	2,174	1,11259	0,10669	0,058706	0,003446348
09/01/03	2,211	1,017019	0,016876	-0,03111	0,00096774
10/01/03	2,274	1,028494	0,028095	-0,01989	0,000395578
11/01/03	1,92	0,844327	-0,16922	-0,2172	0,04717577
12/01/03	1,658	0,863542	-0,14671	-0,1947	0,037907217
13/01/03	3,231	1,948733	0,66718	0,619195	0,383402449
14/01/03	2,315	0,716496	-0,33338	-0,38137	0,145440505
15/01/03	3,637	1,571058	0,451749	0,403765	0,163026054
16/01/03	4,059	1,11603	0,109777	0,061793	0,003818355
17/01/03	3,48	0,857354	-0,1539	-0,20189	0,040759158
18/01/03	1,873	0,538218	-0,61949	-0,66748	0,445523542
19/01/03	1,352	0,721837	-0,32596	-0,37394	0,139831928
20/01/03	1,904	1,408284	0,342372	0,294387	0,0866639
21/01/03	2,134	1,120798	0,114041	0,066057	0,004363473
22/01/03	2,17	1,01687	0,016729	-0,03126	0,000976913
23/01/03	2,017	0,929493	-0,07312	-0,1211	0,01466534
24/01/03	1,97	0,976698	-0,02358	-0,07156	0,005121169
25/01/03	1,749	0,887817	-0,11899	-0,16697	0,027880309
26/01/03	1,258	0,719268	-0,32952	-0,37751	0,142510529
27/01/03	3,011	2,393482	0,872749	0,824764	0,680236418
28/01/03	1,124	0,373298	-0,98538	-1,03336	1,067839353
29/01/03	1,852	1,647687	0,499372	0,451388	0,203750906
30/01/03	1,954	1,055076	0,053612	0,005628	3,1672E-05
31/01/03	3,24	1,658137	0,505695	0,45771	0,209498579

**0,047985**

4,89528368

0,168802886

0,00274 **0,052342**

0,410856283

**7,849398271**



Volatilidad precios spot diarios OMEL					
Precios medios aritméticos Febrero 2003 (cent/Kwh)					

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/02/03	2,38				
02/02/03	1,828	0,768067	-0,263878015	-0,261	0,06812
03/02/03	2,932	1,603939	0,472462311	0,475341	0,225949
04/02/03	1,916	0,653479	-0,425445104	-0,42257	0,178562
05/02/03	2,18	1,137787	0,129085197	0,131964	0,017415
06/02/03	2,785	1,277523	0,244922997	0,247802	0,061406
07/02/03	2,488	0,893357	-0,112768699	-0,10989	0,012076
08/02/03	2,25	0,904341	-0,100548959	-0,09767	0,009539
09/02/03	2,018	0,896889	-0,108823294	-0,10594	0,011224
10/02/03	2,193	1,08672	0,083163548	0,086043	0,007403
11/02/03	2,556	1,165527	0,153173067	0,156052	0,024352
12/02/03	2,032	0,794992	-0,229423007	-0,22654	0,051322
13/02/03	2,335	1,149114	0,138991361	0,14187	0,020127
14/02/03	2,472	1,058672	0,057015648	0,059895	0,003587
15/02/03	1,967	0,795712	-0,228518	-0,22564	0,050913
16/02/03	2,08	1,057448	0,055858354	0,058737	0,00345
17/02/03	4,071	1,957212	0,671520776	0,6744	0,454815
18/02/03	3,862	0,948661	-0,052703486	-0,04982	0,002482
19/02/03	3,875	1,003366	0,003360479	0,00624	3,89E-05
20/02/03	3,995	1,030968	0,030497916	0,033377	0,001114
21/02/03	3,31	0,828536	-0,18809539	-0,18522	0,034305
22/02/03	2,147	0,64864	-0,43287667	-0,43	0,184898
23/02/03	1,808	0,842105	-0,171850257	-0,16897	0,028551
24/02/03	3,785	2,093473	0,738824625	0,741704	0,550124
25/02/03	3,392	0,896169	-0,109626169	-0,10675	0,011395
26/02/03	2,717	0,801002	-0,221891387	-0,21901	0,047966
27/02/03	1,562	0,574899	-0,553561279	-0,55068	0,303251
28/02/03	2,202	1,409731	0,343398987	0,346278	0,119908

**-0,002879054**

2,484297

0,09555

0,309111

**5,905566**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Marzo 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/03/03	1,88				
02/03/03	1,007	0,535638	-0,6243	-0,63339	0,401188
03/03/03	2,315	2,298908	0,832434	0,823336	0,677882
04/03/03	1,843	0,796112	-0,22802	-0,23711	0,056223
05/03/03	1,793	0,97287	-0,0275	-0,0366	0,00134
06/03/03	1,822	1,016174	0,016045	0,006946	4,83E-05
07/03/03	1,853	1,017014	0,016871	0,007773	6,04E-05
08/03/03	1,968	1,062062	0,060212	0,051114	0,002613
09/03/03	2,158	1,096545	0,092164	0,083066	0,0069
10/03/03	2,278	1,055607	0,054116	0,045018	0,002027
11/03/03	2,525	1,108428	0,102943	0,093845	0,008807
12/03/03	3,079	1,219406	0,198364	0,189266	0,035821
13/03/03	2,177	0,707048	-0,34666	-0,35576	0,126562
14/03/03	2,999	1,377584	0,320331	0,311233	0,096866
15/03/03	2,407	0,802601	-0,2199	-0,229	0,052439
16/03/03	2,217	0,921064	-0,08223	-0,09132	0,00834
17/03/03	4,127	1,861525	0,621396	0,612298	0,374908
18/03/03	3,175	0,769324	-0,26224	-0,27134	0,073626
19/03/03	2,259	0,711496	-0,34039	-0,34948	0,122139
20/03/03	3,205	1,418769	0,34979	0,340692	0,116071
21/03/03	2,833	0,883931	-0,12338	-0,13247	0,017549
22/03/03	2,449	0,864455	-0,14566	-0,15475	0,023949
23/03/03	2,311	0,94365	-0,058	-0,0671	0,004502
24/03/03	3,726	1,612289	0,477655	0,468557	0,219545
25/03/03	3,276	0,879227	-0,12871	-0,13781	0,018992
26/03/03	3,247	0,991148	-0,00889	-0,01799	0,000324
27/03/03	3,151	0,970434	-0,03001	-0,03911	0,00153
28/03/03	2,759	0,875595	-0,13285	-0,14195	0,02015
29/03/03	2,263	0,820225	-0,19818	-0,20728	0,042963
30/03/03	2,035	0,899249	-0,1062	-0,11529	0,013293
31/03/03	2,47	1,213759	0,193722	0,184624	0,034086

**0,009098**

2,560742

0,088301

0,297156

**5,67715**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Abril 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/04/03	2,211				
02/04/03	2,161	0,977386	-0,02287	-0,01609	0,000258802
03/04/03	2,366	1,094863	0,09063	0,097416	0,009489915
04/04/03	2,591	1,095097	0,090843	0,09763	0,009531547
05/04/03	2,24	0,864531	-0,14557	-0,13878	0,019260313
06/04/03	1,856	0,828571	-0,18805	-0,18127	0,032857264
07/04/03	2,608	1,405172	0,34016	0,346947	0,120371884
08/04/03	2,587	0,991948	-0,00808	-0,0013	1,68542E-06
09/04/03	2,256	0,872053	-0,13691	-0,13012	0,016930971
10/04/03	2,575	1,141401	0,132256	0,139043	0,019332874
11/04/03	2,512	0,975534	-0,02477	-0,01798	0,000323416
12/04/03	2,031	0,808519	-0,21255	-0,20576	0,042339014
13/04/03	1,732	0,852782	-0,15925	-0,15246	0,023245567
14/04/03	2,387	1,378176	0,320761	0,327547	0,107287064
15/04/03	2,379	0,996649	-0,00336	0,003429	1,17607E-05
16/04/03	2,306	0,969315	-0,03117	-0,02438	0,000594351
17/04/03	2,105	0,912836	-0,0912	-0,08441	0,007125462
18/04/03	1,751	0,831829	-0,18413	-0,17734	0,031450153
19/04/03	1,96	1,11936	0,112757	0,119544	0,01429075
20/04/03	1,84	0,938776	-0,06318	-0,05639	0,003180102
21/04/03	2,059	1,119022	0,112455	0,119241	0,014218502
22/04/03	2,404	1,167557	0,154914	0,1617	0,02614692
23/04/03	2,462	1,024126	0,02384	0,030627	0,000937983
24/04/03	2,346	0,952884	-0,04826	-0,04148	0,00172024
25/04/03	2,033	0,866581	-0,1432	-0,13641	0,018608428
26/04/03	1,824	0,897196	-0,10848	-0,10169	0,010341698
27/04/03	1,71	0,9375	-0,06454	-0,05775	0,003335295
28/04/03	1,961	1,146784	0,136961	0,143748	0,020663396
29/04/03	2,131	1,08669	0,083137	0,089923	0,008086202
30/04/03	1,816	0,852182	-0,15996	-0,15317	0,02346061

**-0,00679**

0,585402168

0,02090722

0,144593293

**2,762450977**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Mayo 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/05/03	1,702				
02/05/03	2,114	1,242068	0,216777857	0,193342	0,037381
03/05/03	1,839	0,869915	-0,139359942	-0,1628	0,026503
04/05/03	1,636	0,889614	-0,116967707	-0,1404	0,019713
05/05/03	2,095	1,280562	0,247299315	0,223863	0,050115
06/05/03	2,083	0,994272	-0,005744391	-0,02918	0,000852
07/05/03	2,23	1,070571	0,068192423	0,044756	0,002003
08/05/03	2,251	1,009417	0,009372976	-0,01406	0,000198
09/05/03	2,227	0,989338	-0,010719174	-0,03416	0,001167
10/05/03	2,06	0,925011	-0,077949405	-0,10139	0,010279
11/05/03	1,853	0,899515	-0,105900035	-0,12934	0,016728
12/05/03	2,544	1,372909	0,316931698	0,293496	0,08614
13/05/03	2,476	0,97327	-0,027093291	-0,05053	0,002553
14/05/03	2,507	1,01252	0,012442464	-0,01099	0,000121
15/05/03	2,211	0,881931	-0,125641917	-0,14908	0,022224
16/05/03	2,412	1,090909	0,087011377	0,063575	0,004042
17/05/03	2,193	0,909204	-0,095185809	-0,11862	0,014071
18/05/03	1,705	0,777474	-0,251705359	-0,27514	0,075703
19/05/03	2,623	1,538416	0,43075359	0,407317	0,165907
20/05/03	2,563	0,977125	-0,023140254	-0,04658	0,002169
21/05/03	2,739	1,06867	0,066414443	0,042978	0,001847
22/05/03	3,213	1,173056	0,15961219	0,136176	0,018544
23/05/03	3,193	0,993775	-0,006244166	-0,02968	0,000881
24/05/03	2,352	0,736611	-0,305694884	-0,32913	0,108327
25/05/03	1,987	0,844813	-0,168640066	-0,19208	0,036893
26/05/03	3,442	1,73226	0,549426734	0,525991	0,276666
27/05/03	3,102	0,90122	-0,104005633	-0,12744	0,016241
28/05/03	3,527	1,137008	0,128400586	0,104964	0,011018
29/05/03	3,473	0,98469	-0,015428877	-0,03887	0,00151
30/05/03	3,846	1,1074	0,102014873	0,078579	0,006175
31/05/03	3,438	0,893916	-0,11214374	-0,13558	0,018382

**0,023436196**

1,034353

0,035667

0,188858

**3,608126**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Junio 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/06/03	2,696				
02/06/03	3,909	1,449926	0,371512	0,360999	0,130321
03/06/03	4,191	1,072141	0,069658	0,059145	0,003498
04/06/03	4,384	1,046051	0,045022	0,034509	0,001191
05/06/03	4,423	1,008896	0,008857	-0,00166	2,74E-06
06/06/03	4,413	0,997739	-0,00226	-0,01278	0,000163
07/06/03	3,793	0,859506	-0,1514	-0,16191	0,026215
08/06/03	2,628	0,692855	-0,36693	-0,37745	0,142466
09/06/03	3,53	1,343227	0,295075	0,284562	0,080975
10/06/03	4,302	1,218697	0,197782	0,187269	0,03507
11/06/03	4,556	1,059042	0,057365	0,046852	0,002195
12/06/03	4,785	1,050263	0,049041	0,038528	0,001484
13/06/03	4,336	0,906165	-0,09853	-0,10905	0,011891
14/06/03	4,099	0,945341	-0,05621	-0,06672	0,004452
15/06/03	3,559	0,868261	-0,14126	-0,15178	0,023036
16/06/03	4,321	1,214105	0,194007	0,183494	0,03367
17/06/03	4,25	0,983569	-0,01657	-0,02708	0,000733
18/06/03	3,921	0,922588	-0,08057	-0,09109	0,008297
19/06/03	3,495	0,891354	-0,11501	-0,12553	0,015757
20/06/03	3,654	1,045494	0,044489	0,033976	0,001154
21/06/03	3,404	0,931582	-0,07087	-0,08138	0,006623
22/06/03	2,317	0,68067	-0,38468	-0,39519	0,156176
23/06/03	3,574	1,542512	0,433412	0,422899	0,178844
24/06/03	3,057	0,855344	-0,15625	-0,16676	0,02781
25/06/03	3,873	1,266928	0,236595	0,226082	0,051113
26/06/03	3,773	0,97418	-0,02616	-0,03667	0,001345
27/06/03	4,031	1,068381	0,066144	0,055631	0,003095
28/06/03	3,408	0,845448	-0,16789	-0,1784	0,031827
29/06/03	3,024	0,887324	-0,11955	-0,13006	0,016915
30/06/03	3,657	1,209325	0,190063	0,17955	0,032238

**0,010513**

1,028559

0,036734

0,191662

**3,661693**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Julio 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/07/2003	4,228				
02/07/2003	2,814	0,665563	-0,40712	-0,40548	0,164415629
03/07/2003	3,799	1,350036	0,300131	0,301771	0,091065769
04/07/2003	3,453	0,908923	-0,09549	-0,09385	0,008808633
05/07/2003	2,55	0,738488	-0,30315	-0,30151	0,090908232
06/07/2003	1,894	0,742745	-0,2974	-0,29576	0,087475294
07/07/2003	3,448	1,820486	0,599103	0,600743	0,360892749
08/07/2003	3,309	0,959687	-0,04115	-0,03951	0,001560897
09/07/2003	3,966	1,198549	0,181112	0,182752	0,033398345
10/07/2003	4,245	1,070348	0,067984	0,069624	0,004847491
11/07/2003	4,336	1,021437	0,02121	0,022851	0,000522149
12/07/2003	3,889	0,89691	-0,1088	-0,10716	0,011483281
13/07/2003	2,526	0,649524	-0,43152	-0,42987	0,184792423
14/07/2003	4,125	1,633017	0,490429	0,492069	0,242132033
15/07/2003	4,097	0,993212	-0,00681	-0,00517	2,6738E-05
16/07/2003	4,492	1,096412	0,092043	0,093683	0,008776538
17/07/2003	4,551	1,013134	0,013049	0,014689	0,000215769
18/07/2003	4,021	0,883542	-0,12382	-0,12218	0,014927029
19/07/2003	3,443	0,856255	-0,15519	-0,15355	0,023576775
20/07/2003	3,101	0,900668	-0,10462	-0,10298	0,010604552
21/07/2003	4,442	1,432441	0,35938	0,36102	0,130335602
22/07/2003	4,569	1,028591	0,02819	0,02983	0,000889816
23/07/2003	4,861	1,063909	0,06195	0,06359	0,004043682
24/07/2003	4,915	1,011109	0,011048	0,012688	0,000160978
25/07/2003	4,519	0,91943	-0,084	-0,08236	0,006783315
26/07/2003	3,607	0,798185	-0,22541	-0,22377	0,050074888
27/07/2003	2,456	0,680898	-0,38434	-0,3827	0,146461015
28/07/2003	4,244	1,728013	0,546972	0,548612	0,30097551
29/07/2003	4,423	1,042177	0,041312	0,042952	0,001844884
30/07/2003	4,262	0,963599	-0,03708	-0,03544	0,00125596
31/07/2003	4,025	0,944392	-0,05721	-0,05557	0,003088412

**-0,00164**

1,986344388

0,068494634

0,261714795

**5,000054143**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Agosto 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/08/2003	4,177				
02/08/2003	4,19	1,003112	0,003107448	0,024615	0,000606
03/08/2003	3,671	0,876134	-0,132236629	-0,11073	0,012261
04/08/2003	4,614	1,256878	0,228631055	0,250139	0,062569
05/08/2003	4,988	1,081058	0,077939868	0,099448	0,00989
06/08/2003	4,483	0,898757	-0,106742563	-0,08523	0,007265
07/08/2003	4,724	1,053759	0,052363433	0,073871	0,005457
08/08/2003	4,656	0,985605	-0,014499188	0,007009	4,91E-05
09/08/2003	3,925	0,842998	-0,170790359	-0,14928	0,022285
10/08/2003	3,169	0,807389	-0,213950271	-0,19244	0,037034
11/08/2003	5,028	1,58662	0,46160621	0,483114	0,233399
12/08/2003	4,759	0,9465	-0,054984729	-0,03348	0,001121
13/08/2003	4,636	0,974154	-0,026185637	-0,00468	2,19E-05
14/08/2003	4,203	0,906601	-0,098053369	-0,07655	0,005859
15/08/2003	3,799	0,903878	-0,101060682	-0,07955	0,006329
16/08/2003	4,105	1,080548	0,077467869	0,098976	0,009796
17/08/2003	2,789	0,679415	-0,386522634	-0,36501	0,133236
18/08/2003	4,439	1,59161	0,464746017	0,486254	0,236443
19/08/2003	4,101	0,923857	-0,079198279	-0,05769	0,003328
20/08/2003	3,841	0,936601	-0,065498097	-0,04399	0,001935
21/08/2003	3,803	0,990107	-0,00994252	0,011565	0,000134
22/08/2003	3,553	0,934262	-0,067997912	-0,04649	0,002161
23/08/2003	2,644	0,74416	-0,295499395	-0,27399	0,075071
24/08/2003	2,366	0,894856	-0,111092156	-0,08958	0,008025
25/08/2003	3,654	1,544379	0,434621692	0,45613	0,208054
26/08/2003	3,734	1,021894	0,021657587	0,043165	0,001863
27/08/2003	4,241	1,135779	0,127319045	0,148827	0,022149
28/08/2003	3,566	0,840839	-0,173354571	-0,15185	0,023057
29/08/2003	3,939	1,104599	0,099482365	0,12099	0,014639
30/08/2003	2,949	0,748667	-0,289460754	-0,26795	0,071799
31/08/2003	2,191	0,742964	-0,297108069	-0,2756	0,075955

**-0,021507841**

1,291793

0,044545

0,211056

**4,032217**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Septiembre 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/09/2003	3,925				
02/09/2003	4,541	1,156943	0,145781	0,144034	0,020746
03/09/2003	4,801	1,057256	0,055677	0,05393	0,002908
04/09/2003	4,561	0,95001	-0,05128	-0,05303	0,002812
05/09/2003	4,559	0,999561	-0,00044	-0,00219	4,78E-06
06/09/2003	4,065	0,891643	-0,11469	-0,11644	0,013558
07/09/2003	3,043	0,748585	-0,28957	-0,29132	0,084866
08/09/2003	4,004	1,315807	0,27445	0,272703	0,074367
09/09/2003	4,176	1,042957	0,04206	0,040313	0,001625
10/09/2003	3,961	0,948515	-0,05286	-0,0546	0,002982
11/09/2003	2,365	0,597071	-0,51572	-0,51747	0,267771
12/09/2003	4,067	1,719662	0,542128	0,54038	0,292011
13/09/2003	2,106	0,517826	-0,65812	-0,65986	0,435418
14/09/2003	2,778	1,319088	0,276941	0,275194	0,075732
15/09/2003	3,913	1,408567	0,342573	0,340826	0,116162
16/09/2003	3,547	0,906466	-0,0982	-0,09995	0,00999
17/09/2003	3,861	1,088526	0,084824	0,083077	0,006902
18/09/2003	4,377	1,133644	0,125437	0,12369	0,015299
19/09/2003	4,304	0,983322	-0,01682	-0,01857	0,000345
20/09/2003	3,104	0,72119	-0,32685	-0,3286	0,107978
21/09/2003	2,075	0,668492	-0,40273	-0,40448	0,163602
22/09/2003	3,995	1,925301	0,655082	0,653335	0,426847
23/09/2003	4,095	1,025031	0,024723	0,022976	0,000528
24/09/2003	4,208	1,027595	0,027221	0,025474	0,000649
25/09/2003	4,967	1,180371	0,165829	0,164081	0,026923
26/09/2003	5,091	1,024965	0,024658	0,022911	0,000525
27/09/2003	3,808	0,747987	-0,29037	-0,29212	0,085333
28/09/2003	2,925	0,76812	-0,26381	-0,26556	0,07052
29/09/2003	4,711	1,610598	0,476606	0,474859	0,225491
30/09/2003	4,129	0,876459	-0,13186	-0,13361	0,017852

**0,001747**

2,549745

0,091062

0,301765

**5,765219**



Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Octubre 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/10/2003	3,986				
02/10/2003	3,949	0,990718	-0,00933	0,004357	1,89864E-05
03/10/2003	4,145	1,049633	0,04844	0,062124	0,00385934
04/10/2003	3,156	0,761399	-0,2726	-0,25891	0,067036568
05/10/2003	2,412	0,764259	-0,26885	-0,25517	0,065109661
06/10/2003	3,991	1,654643	0,503586	0,517269	0,267566933
07/10/2003	3,602	0,902531	-0,10255	-0,08887	0,007897771
08/10/2003	4,014	1,114381	0,108299	0,121982	0,014879652
09/10/2003	3,256	0,811161	-0,20929	-0,19561	0,038261561
10/10/2003	3,592	1,103194	0,09821	0,111893	0,012520016
11/10/2003	3,147	0,876114	-0,13226	-0,11858	0,014060352
12/10/2003	2,662	0,845885	-0,16737	-0,15369	0,023620223
13/10/2003	3,883	1,458678	0,37753	0,391214	0,153048008
14/10/2003	4,842	1,246974	0,22072	0,234403	0,054944759
15/10/2003	4,132	0,853366	-0,15857	-0,14488	0,020991122
16/10/2003	4,076	0,986447	-0,01365	3,77E-05	1,42437E-09
17/10/2003	3,920	0,961727	-0,03902	-0,02534	0,000642181
18/10/2003	2,894	0,738265	-0,30345	-0,28977	0,083965986
19/10/2003	2,172	0,750518	-0,28699	-0,27331	0,07469729
20/10/2003	2,982	1,372928	0,316946	0,330629	0,10931553
21/10/2003	3,573	1,198189	0,180811	0,194495	0,037828126
22/10/2003	3,910	1,094318	0,090132	0,103815	0,010777548
23/10/2003	3,360	0,859335	-0,1516	-0,13791	0,019020057
24/10/2003	3,183	0,947321	-0,05412	-0,04043	0,00163488
25/10/2003	3,355	1,054037	0,052628	0,066311	0,004397122
26/10/2003	2,456	0,732042	-0,31192	-0,29823	0,088943867
27/10/2003	4,179	1,701547	0,531538	0,545221	0,297266102
28/10/2003	4,002	0,957645	-0,04328	-0,02959	0,000875839
29/10/2003	3,951	0,987256	-0,01283	0,000858	7,35567E-07
30/10/2003	2,969	0,751455	-0,28574	-0,27206	0,074016828
31/10/2003	2,644	0,890536	-0,11593	-0,10225	0,010454878

**-0,01368**

1,557651921

0,053712135

0,231758787

**4,427745403**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Noviembre 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/11/2003	2,295				
02/11/2003	2,248	0,979521	-0,020691911	-0,0138	0,00019
03/11/2003	3,439	1,529804	0,425139799	0,432036	0,186655
04/11/2003	3,220	0,936319	-0,065799372	-0,0589	0,00347
05/11/2003	3,038	0,943478	-0,058181955	-0,05129	0,00263
06/11/2003	2,980	0,980908	-0,019276104	-0,01238	0,000153
07/11/2003	3,125	1,048658	0,047510983	0,054407	0,00296
08/11/2003	2,923	0,93536	-0,066823797	-0,05993	0,003591
09/11/2003	2,401	0,821416	-0,196725169	-0,18983	0,036035
10/11/2003	3,103	1,292378	0,256484068	0,26338	0,069369
11/11/2003	2,723	0,877538	-0,130635172	-0,12374	0,015311
12/11/2003	2,853	1,047741	0,046636859	0,053533	0,002866
13/11/2003	2,842	0,996144	-0,003863043	0,003033	9,2E-06
14/11/2003	3,070	1,080225	0,077169532	0,084066	0,007067
15/11/2003	2,647	0,862215	-0,148250638	-0,14135	0,019981
16/11/2003	1,857	0,701549	-0,354464641	-0,34757	0,120804
17/11/2003	2,322	1,250404	0,223466601	0,230363	0,053067
18/11/2003	2,696	1,161068	0,14934031	0,156237	0,02441
19/11/2003	2,407	0,892804	-0,113388034	-0,10649	0,01134
20/11/2003	2,917	1,211882	0,192174532	0,199071	0,039629
21/11/2003	2,765	0,947892	-0,053515056	-0,04662	0,002173
22/11/2003	2,522	0,912116	-0,091988397	-0,08509	0,007241
23/11/2003	2,408	0,954798	-0,04625571	-0,03936	0,001549
24/11/2003	2,516	1,04485	0,043873811	0,05077	0,002578
25/11/2003	2,124	0,844197	-0,169369235	-0,16247	0,026397
26/11/2003	2,323	1,093691	0,08955835	0,096455	0,009304
27/11/2003	2,487	1,070598	0,068217711	0,075114	0,005642
28/11/2003	2,706	1,088058	0,084394365	0,091291	0,008334
29/11/2003	2,313	0,854767	-0,156926146	-0,15003	0,022509
30/11/2003	1,879	0,812365	-0,207805663	-0,20091	0,040365

**-0,006896315**

0,72563

0,025915

0,160983

**3,075567**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Diciembre 2003 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/12/2003	1,865				
02/12/2003	2,728	1,462735	0,380308	0,387903	0,150468
03/12/2003	2,811	1,030425	0,029972	0,037566	0,001411
04/12/2003	2,939	1,045535	0,044529	0,052124	0,002717
05/12/2003	2,505	0,852331	-0,15978	-0,15219	0,023161
06/12/2003	2,123	0,847505	-0,16546	-0,15786	0,024921
07/12/2003	1,905	0,897315	-0,10835	-0,10075	0,010151
08/12/2003	1,965	1,031496	0,03101	0,038605	0,00149
09/12/2003	2,801	1,425445	0,354484	0,362079	0,131101
10/12/2003	3,259	1,163513	0,151444	0,159039	0,025293
11/12/2003	2,875	0,882172	-0,12537	-0,11777	0,01387
12/12/2003	2,441	0,849043	-0,16364	-0,15605	0,024352
13/12/2003	2,255	0,923802	-0,07926	-0,07166	0,005136
14/12/2003	2,040	0,904656	-0,1002	-0,09261	0,008576
15/12/2003	2,215	1,085784	0,082303	0,089897	0,008082
16/12/2003	2,614	1,180135	0,165629	0,173224	0,030007
17/12/2003	1,686	0,644989	-0,43852	-0,43093	0,185699
18/12/2003	2,441	1,447805	0,370049	0,377644	0,142615
19/12/2003	2,118	0,867677	-0,14194	-0,13434	0,018047
20/12/2003	2,130	1,005666	0,00565	0,013245	0,000175
21/12/2003	1,684	0,79061	-0,23495	-0,22736	0,05169
22/12/2003	1,804	1,071259	0,068835	0,076429	0,005841
23/12/2003	1,996	1,10643	0,101139	0,108734	0,011823
24/12/2003	1,464	0,733467	-0,30997	-0,30238	0,091432
25/12/2003	2,120	1,448087	0,370244	0,377839	0,142762
26/12/2003	2,541	1,198585	0,181142	0,188736	0,035621
27/12/2003	1,881	0,74026	-0,30075	-0,29316	0,085942
28/12/2003	1,795	0,95428	-0,0468	-0,0392	0,001537
29/12/2003	2,396	1,334819	0,288796	0,296391	0,087847
30/12/2003	1,979	0,82596	-0,19121	-0,18361	0,033714
31/12/2003	1,485	0,750379	-0,28718	-0,27958	0,078166

-0,00759

1,43365

0,049436

0,222343

**4,247848**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Enero 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/01/2004	1,661				
02/01/2004	1,886	1,135461	0,127038	0,119749	0,01433984
03/01/2004	2,330	1,235419	0,21141	0,204121	0,041665302
04/01/2004	2,336	1,002575	0,002572	-0,00472	2,22547E-05
05/01/2004	2,681	1,147688	0,13775	0,130461	0,017019945
06/01/2004	2,458	0,916822	-0,08684	-0,09413	0,00886067
07/01/2004	3,217	1,308788	0,269101	0,261812	0,0685455
08/01/2004	3,562	1,107243	0,101873	0,094584	0,008946068
09/01/2004	2,797	0,785233	-0,24177	-0,24906	0,062032902
10/01/2004	3,028	1,082588	0,079355	0,072066	0,005193456
11/01/2004	2,208	0,729194	-0,31582	-0,3231	0,104396511
12/01/2004	3,044	1,378623	0,321085	0,313796	0,098467948
13/01/2004	3,169	1,041064	0,040244	0,032954	0,00108599
14/01/2004	2,180	0,687914	-0,37409	-0,38138	0,145451075
15/01/2004	2,301	1,055505	0,054019	0,04673	0,00218366
16/01/2004	2,347	1,019991	0,019794	0,012505	0,000156371
17/01/2004	2,313	0,985513	-0,01459	-0,02188	0,000478814
18/01/2004	1,782	0,770428	-0,26081	-0,2681	0,071876718
19/01/2004	2,294	1,287318	0,252561	0,245271	0,060158064
20/01/2004	2,444	1,065388	0,063339	0,05605	0,003141573
21/01/2004	2,570	1,051555	0,05027	0,042981	0,00184733
22/01/2004	3,113	1,211284	0,191681	0,184392	0,034000303
23/01/2004	2,363	0,759075	-0,27565	-0,28294	0,080057406
24/01/2004	2,349	0,994075	-0,00594	-0,01323	0,000175075
25/01/2004	2,065	0,879097	-0,12886	-0,13615	0,018536485
26/01/2004	2,021	0,978692	-0,02154	-0,02883	0,000831
27/01/2004	2,549	1,261257	0,232109	0,224819	0,050543765
28/01/2004	2,503	0,981954	-0,01821	-0,0255	0,00065027
29/01/2004	2,378	0,95006	-0,05123	-0,05852	0,003424531
30/01/2004	2,217	0,932296	-0,0701	-0,07739	0,005989854
31/01/2004	2,067	0,932341	-0,07006	-0,07735	0,005982393

0,007289

0,916061074

0,031588313

0,177731013

**3,395546231**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Febrero 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/02/2004	2,291				
02/02/2004	1,913	0,835007	-0,180315713	-0,18036	0,032531
03/02/2004	2,205	1,15264	0,142054818	0,142008	0,020166
04/02/2004	2,244	1,017687	0,017532479	0,017486	0,000306
05/02/2004	1,952	0,869875	-0,1394055	-0,13945	0,019447
06/02/2004	2,161	1,10707	0,10171659	0,10167	0,010337
07/02/2004	2,011	0,930588	-0,071938967	-0,07199	0,005182
08/02/2004	2,039	1,013923	0,013827381	0,013781	0,00019
09/02/2004	2,380	1,167239	0,154640996	0,154594	0,023899
10/02/2004	1,987	0,834874	-0,180474524	-0,18052	0,032588
11/02/2004	2,242	1,128334	0,120742361	0,120696	0,014567
12/02/2004	2,381	1,061998	0,060152243	0,060106	0,003613
13/02/2004	2,600	1,091978	0,087990878	0,087944	0,007734
14/02/2004	2,520	0,969231	-0,031252544	-0,0313	0,00098
15/02/2004	2,162	0,857937	-0,153225182	-0,15327	0,023492
16/02/2004	2,044	0,945421	-0,056125047	-0,05617	0,003155
17/02/2004	2,323	1,136497	0,127950781	0,127904	0,016359
18/02/2004	2,250	0,968575	-0,031929238	-0,03198	0,001022
19/02/2004	2,254	1,001778	0,001776199	0,001729	2,99E-06
20/02/2004	2,510	1,113576	0,107576338	0,10753	0,011563
21/02/2004	2,521	1,004382	0,004372895	0,004326	1,87E-05
22/02/2004	2,438	0,967077	-0,033477617	-0,03352	0,001124
23/02/2004	3,192	1,30927	0,269469649	0,269423	0,072589
24/02/2004	2,919	0,914474	-0,089406588	-0,08945	0,008002
25/02/2004	4,638	1,5889	0,463042147	0,462995	0,214365
26/02/2004	3,359	0,724235	-0,322639928	-0,32269	0,104127
27/02/2004	3,127	0,930932	-0,071569232	-0,07162	0,005129
28/02/2004	2,435	0,778702	-0,250127322	-0,25017	0,062587
29/02/2004	2,294	0,942094	-0,059649738	-0,0597	0,003564

4,67363E-05

0,698639

0,025876

0,160859

3,0732

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Marzo 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/03/2004	3,400				
02/03/2004	3,457	1,016765	0,016626	0,022955	0,000527
03/03/2004	3,749	1,084466	0,081088	0,087417	0,007642
04/03/2004	3,892	1,038144	0,037434	0,043763	0,001915
05/03/2004	3,357	0,862539	-0,14788	-0,14155	0,020035
06/03/2004	2,961	0,882038	-0,12552	-0,11919	0,014207
07/03/2004	2,784	0,940223	-0,06164	-0,05531	0,003059
08/03/2004	4,201	1,50898	0,411434	0,417763	0,174526
09/03/2004	3,601	0,857177	-0,15411	-0,14778	0,021839
10/03/2004	3,505	0,973341	-0,02702	-0,02069	0,000428
11/03/2004	3,323	0,948074	-0,05332	-0,04699	0,002208
12/03/2004	3,156	0,949744	-0,05156	-0,04523	0,002046
13/03/2004	3,435	1,088403	0,084712	0,091041	0,008288
14/03/2004	2,256	0,656769	-0,42042	-0,41409	0,171474
15/03/2004	2,887	1,279699	0,246625	0,252954	0,063986
16/03/2004	3,424	1,186006	0,170592	0,176921	0,031301
17/03/2004	3,398	0,992407	-0,00762	-0,00129	1,67E-06
18/03/2004	3,389	0,997351	-0,00265	0,003677	1,35E-05
19/03/2004	2,627	0,775155	-0,25469	-0,24836	0,061684
20/03/2004	3,143	1,196422	0,179335	0,185665	0,034471
21/03/2004	2,028	0,645243	-0,43813	-0,4318	0,18645
22/03/2004	2,220	1,094675	0,090457	0,096786	0,009368
23/03/2004	2,404	1,082883	0,079627	0,085956	0,007388
24/03/2004	2,521	1,048669	0,047522	0,053851	0,0029
25/03/2004	2,937	1,165014	0,152733	0,159062	0,025301
26/03/2004	2,852	0,971059	-0,02937	-0,02304	0,000531
27/03/2004	1,944	0,681627	-0,38327	-0,37694	0,142086
28/03/2004	2,201	1,132202	0,124164	0,130493	0,017029
29/03/2004	2,271	1,031804	0,031308	0,037638	0,001417
30/03/2004	2,849	1,254513	0,226748	0,233077	0,054325
31/03/2004	2,812	0,987013	-0,01307	-0,00674	4,55E-05

-0,00633

1,066492

0,036776

0,19177

**3,663754**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Abril 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/04/2004	2,313				
02/04/2004	2,431	1,051016	0,049757	0,051469	0,002649039
03/04/2004	2,438	1,002879	0,002875	0,004587	2,10391E-05
04/04/2004	2,446	1,003281	0,003276	0,004988	2,48752E-05
05/04/2004	2,801	1,145135	0,135522	0,137234	0,01883316
06/04/2004	2,413	0,861478	-0,14911	-0,14739	0,021725052
07/04/2004	2,475	1,025694	0,02537	0,027081	0,000733387
08/04/2004	2,047	0,827071	-0,18987	-0,18815	0,035401772
09/04/2004	1,880	0,918417	-0,0851	-0,08339	0,00695423
10/04/2004	2,235	1,18883	0,172969	0,174681	0,030513436
11/04/2004	2,077	0,929306	-0,07332	-0,07161	0,005127302
12/04/2004	1,949	0,938373	-0,06361	-0,0619	0,003831192
13/04/2004	2,853	1,463828	0,381055	0,382766	0,146509929
14/04/2004	2,589	0,907466	-0,0971	-0,09539	0,009098845
15/04/2004	2,461	0,95056	-0,0507	-0,04899	0,002400258
16/04/2004	2,407	0,978058	-0,02219	-0,02048	0,00041923
17/04/2004	2,334	0,969672	-0,0308	-0,02909	0,000846003
18/04/2004	1,747	0,7485	-0,28968	-0,28797	0,082927873
19/04/2004	2,193	1,255295	0,22737	0,229082	0,052478536
20/04/2004	2,562	1,168263	0,155518	0,157229	0,024721033
21/04/2004	2,505	0,977752	-0,0225	-0,02079	0,00043214
22/04/2004	2,495	0,996008	-0,004	-0,00229	5,23724E-06
23/04/2004	2,385	0,955912	-0,04509	-0,04338	0,00188166
24/04/2004	2,264	0,949266	-0,05207	-0,05035	0,002535572
25/04/2004	2,150	0,949647	-0,05167	-0,04995	0,002495384
26/04/2004	2,708	1,259535	0,230743	0,232454	0,054034869
27/04/2004	2,129	0,786189	-0,24056	-0,23885	0,057047634
28/04/2004	2,350	1,103805	0,098763	0,100474	0,010095114
29/04/2004	2,209	0,94	-0,06188	-0,06016	0,003619695
30/04/2004	2,201	0,996378	-0,00363	-0,00192	3,67343E-06
			-0,00171		0,577367169
					0,020620256
					0,143597549
					<b>2,743427318</b>

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Mayo 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/05/2004	1,940				
02/05/2004	2,358	1,215464	0,195125829	0,193565	0,037467
03/05/2004	2,322	0,984733	-0,015384919	-0,01695	0,000287
04/05/2004	2,297	0,989233	-0,01082496	-0,01239	0,000153
05/05/2004	2,481	1,080104	0,077057781	0,075497	0,0057
06/05/2004	2,523	1,016929	0,016786965	0,015226	0,000232
07/05/2004	2,683	1,063417	0,061486902	0,059926	0,003591
08/05/2004	3,114	1,160641	0,148972502	0,147412	0,02173
09/05/2004	2,193	0,704239	-0,350637604	-0,3522	0,124044
10/05/2004	2,631	1,199726	0,182093533	0,180533	0,032592
11/05/2004	2,623	0,996959	-0,003045301	-0,00461	2,12E-05
12/05/2004	2,098	0,799848	-0,223334191	-0,2249	0,050578
13/05/2004	2,487	1,185415	0,170092655	0,168532	0,028403
14/05/2004	2,301	0,925211	-0,077733354	-0,07929	0,006288
15/05/2004	2,272	0,987397	-0,01268331	-0,01424	0,000203
16/05/2004	2,024	0,890845	-0,115584749	-0,11715	0,013723
17/05/2004	3,080	1,521739	0,419853846	0,418293	0,174969
18/05/2004	2,540	0,824675	-0,192765516	-0,19433	0,037763
19/05/2004	2,845	1,120079	0,113398987	0,111838	0,012508
20/05/2004	1,903	0,668893	-0,402131479	-0,40369	0,162967
21/05/2004	2,676	1,406201	0,340891554	0,339331	0,115145
22/05/2004	2,090	0,781016	-0,247159076	-0,24872	0,061862
23/05/2004	1,938	0,927273	-0,075507553	-0,07707	0,00594
24/05/2004	2,369	1,222394	0,200811412	0,199251	0,039701
25/05/2004	2,702	1,140566	0,131524314	0,129963	0,016891
26/05/2004	2,879	1,065507	0,063450772	0,06189	0,00383
27/05/2004	2,800	0,97256	-0,027823594	-0,02938	0,000863
28/05/2004	2,497	0,891786	-0,114529406	-0,11609	0,013477
29/05/2004	2,432	0,973969	-0,026376047	-0,02794	0,00078
30/05/2004	2,100	0,863487	-0,146776619	-0,14834	0,022004
31/05/2004	2,033	0,968095	-0,03242481	-0,03399	0,001155

0,001560819

0,994867

0,034306

0,185218

**3,538588**



Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Junio 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/06/2004	2,091				
02/06/2004	2,967	1,418938	0,349909	0,328238	0,10774
03/06/2004	2,716	0,915403	-0,08839	-0,11006	0,012114
04/06/2004	3,280	1,207658	0,188683	0,167013	0,027893
05/06/2004	2,544	0,77561	-0,25411	-0,27578	0,076053
06/06/2004	2,197	0,863601	-0,14664	-0,16832	0,02833
07/06/2004	4,017	1,828402	0,603443	0,581772	0,338459
08/06/2004	3,671	0,913866	-0,09007	-0,11174	0,012486
09/06/2004	2,943	0,801689	-0,22103	-0,24271	0,058906
10/06/2004	2,809	0,954468	-0,0466	-0,06827	0,004661
11/06/2004	3,458	1,231043	0,207862	0,186191	0,034667
12/06/2004	2,394	0,692308	-0,36772	-0,3894	0,151629
13/06/2004	1,897	0,792398	-0,23269	-0,25436	0,0647
14/06/2004	1,970	1,038482	0,03776	0,016089	0,000259
15/06/2004	2,424	1,230457	0,207386	0,185715	0,03449
16/06/2004	2,295	0,946782	-0,05469	-0,07636	0,00583
17/06/2004	2,622	1,142484	0,133205	0,111534	0,01244
18/06/2004	3,493	1,332189	0,286824	0,265153	0,070306
19/06/2004	2,121	0,607214	-0,49887	-0,52054	0,270966
20/06/2004	1,808	0,852428	-0,15967	-0,18134	0,032883
21/06/2004	2,653	1,467367	0,38347	0,361799	0,130899
22/06/2004	2,582	0,973238	-0,02713	-0,0488	0,002381
23/06/2004	2,712	1,050349	0,049122	0,027451	0,000754
24/06/2004	2,665	0,98267	-0,01748	-0,03915	0,001533
25/06/2004	3,203	1,201876	0,183884	0,162213	0,026313
26/06/2004	3,323	1,037465	0,03678	0,015109	0,000228
27/06/2004	2,277	0,685224	-0,37801	-0,39968	0,159744
28/06/2004	3,383	1,485727	0,395904	0,374233	0,140051
29/06/2004	3,129	0,924919	-0,07805	-0,09972	0,009944
30/06/2004	3,920	1,252796	0,225378	0,203708	0,041497

0,021671

1,858155

0,066363

0,25761

**4,921624**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Julio 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/07/2004	3,272				
02/07/2004	2,624	0,801956	-0,2207	-0,21833	0,04766657
03/07/2004	2,416	0,920732	-0,08259	-0,08021	0,006433932
04/07/2004	2,248	0,930464	-0,07207	-0,0697	0,004857749
05/07/2004	2,694	1,198399	0,180986	0,183361	0,033621236
06/07/2004	2,525	0,937268	-0,06479	-0,06241	0,00389516
07/07/2004	2,073	0,82099	-0,19724	-0,19487	0,037974096
08/07/2004	1,987	0,958514	-0,04237	-0,04	0,001599686
09/07/2004	2,447	1,231505	0,208237	0,210612	0,044357254
10/07/2004	2,247	0,918267	-0,08527	-0,08289	0,006871083
11/07/2004	1,906	0,848242	-0,16459	-0,16221	0,026313509
12/07/2004	1,878	0,98531	-0,0148	-0,01242	0,000154371
13/07/2004	2,025	1,078275	0,075362	0,077737	0,006043059
14/07/2004	2,011	0,993086	-0,00694	-0,00456	2,08191E-05
15/07/2004	2,408	1,197414	0,180164	0,182539	0,033320565
16/07/2004	2,593	1,076827	0,074019	0,076394	0,005836009
17/07/2004	2,783	1,073274	0,070714	0,073089	0,005341969
18/07/2004	2,437	0,875674	-0,13276	-0,13039	0,017000746
19/07/2004	3,904	1,60197	0,471234	0,473609	0,224305192
20/07/2004	3,258	0,834529	-0,18089	-0,17851	0,03186702
21/07/2004	3,839	1,17833	0,164098	0,166473	0,027713327
22/07/2004	3,451	0,898932	-0,10655	-0,10417	0,010852029
23/07/2004	3,968	1,149812	0,139598	0,141973	0,020156316
24/07/2004	2,526	0,636593	-0,45163	-0,44925	0,201825893
25/07/2004	2,061	0,815914	-0,20345	-0,20107	0,040429517
26/07/2004	2,945	1,428918	0,356918	0,359292	0,129090966
27/07/2004	3,588	1,218336	0,197486	0,199861	0,039944389
28/07/2004	3,843	1,07107	0,068658	0,071033	0,00504571
29/07/2004	3,753	0,976581	-0,0237	-0,02132	0,00045467
30/07/2004	3,664	0,976286	-0,024	-0,02163	0,000467653
31/07/2004	3,047	0,831605	-0,1844	-0,18202	0,033132427

-0,00237

1,046592922

0,036089411

0,189972132

**3,629412494**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Agosto 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/08/2004	2,757				
02/08/2004	3,759	1,363439	0,310009833	0,305473	0,093314
03/08/2004	3,221	0,856877	-0,154461094	-0,159	0,02528
04/08/2004	2,717	0,843527	-0,17016354	-0,1747	0,03052
05/08/2004	3,100	1,140964	0,131873781	0,127337	0,016215
06/08/2004	2,654	0,856129	-0,155334176	-0,15987	0,025559
07/08/2004	2,570	0,96835	-0,032162037	-0,0367	0,001347
08/08/2004	2,132	0,829572	-0,186845393	-0,19138	0,036627
09/08/2004	2,804	1,315197	0,273986463	0,269449	0,072603
10/08/2004	2,342	0,835235	-0,180041704	-0,18458	0,034069
11/08/2004	2,395	1,02263	0,022377966	0,017841	0,000318
12/08/2004	2,341	0,977453	-0,022805042	-0,02734	0,000748
13/08/2004	2,481	1,059804	0,058083516	0,053546	0,002867
14/08/2004	2,564	1,033454	0,032906834	0,02837	0,000805
15/08/2004	2,482	0,968019	-0,032503852	-0,03704	0,001372
16/08/2004	3,149	1,268735	0,238020255	0,233483	0,054514
17/08/2004	2,180	0,692283	-0,367760065	-0,3723	0,138605
18/08/2004	2,238	1,026606	0,026257733	0,021721	0,000472
19/08/2004	2,427	1,08445	0,081073317	0,076536	0,005858
20/08/2004	2,322	0,956737	-0,044227043	-0,04876	0,002378
21/08/2004	2,512	1,081826	0,078650365	0,074113	0,005493
22/08/2004	2,311	0,919984	-0,083398917	-0,08794	0,007733
23/08/2004	2,740	1,185634	0,170277589	0,165741	0,02747
24/08/2004	2,614	0,954015	-0,047076305	-0,05161	0,002664
25/08/2004	2,598	0,993879	-0,006139697	-0,01068	0,000114
26/08/2004	3,254	1,252502	0,225143091	0,220606	0,048667
27/08/2004	3,676	1,129687	0,121940196	0,117403	0,013783
28/08/2004	2,556	0,695321	-0,363381668	-0,36792	0,135364
29/08/2004	2,423	0,947966	-0,053437095	-0,05797	0,003361
30/08/2004	2,582	1,065621	0,063557851	0,059021	0,003483
31/08/2004	3,159	1,22347	0,201691229	0,197154	0,03887

0,00453708

0,830474

0,028637

0,169225

**3,233034**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Septiembre 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/09/2004	4,239				
02/09/2004	3,503	0,826374	-0,19071	-0,18899	0,035717
03/09/2004	3,368	0,961462	-0,0393	-0,03758	0,001412
04/09/2004	2,56	0,760095	-0,27431	-0,27259	0,074307
05/09/2004	2,667	1,041797	0,040947	0,042665	0,00182
06/09/2004	3,731	1,39895	0,335722	0,33744	0,113866
07/09/2004	3,484	0,933798	-0,0685	-0,06678	0,004459
08/09/2004	3,548	1,01837	0,018203	0,019921	0,000397
09/09/2004	3,753	1,057779	0,056171	0,057889	0,003351
10/09/2004	3,97	1,05782	0,056211	0,057928	0,003356
11/09/2004	2,912	0,733501	-0,30993	-0,30821	0,094992
12/09/2004	2,763	0,948832	-0,05252	-0,05081	0,002581
13/09/2004	4,4	1,592472	0,465287	0,467005	0,218094
14/09/2004	3,925	0,892045	-0,11424	-0,11252	0,012661
15/09/2004	3,422	0,871847	-0,13714	-0,13542	0,018339
16/09/2004	3,821	1,116598	0,110287	0,112005	0,012545
17/09/2004	4,941	1,293117	0,257056	0,258773	0,066964
18/09/2004	3,566	0,721716	-0,32612	-0,32441	0,105239
19/09/2004	2,42	0,678632	-0,38768	-0,38596	0,148964
20/09/2004	3,729	1,540909	0,432373	0,43409	0,188434
21/09/2004	3,45	0,925181	-0,07777	-0,07605	0,005783
22/09/2004	3,752	1,087536	0,083915	0,085633	0,007333
23/09/2004	3,392	0,904051	-0,10087	-0,09915	0,009831
24/09/2004	2,563	0,755601	-0,28024	-0,27852	0,077575
25/09/2004	2,334	0,910652	-0,09359	-0,09188	0,008441
26/09/2004	2,203	0,943873	-0,05776	-0,05605	0,003141
27/09/2004	3,418	1,551521	0,439236	0,440953	0,19444
28/09/2004	4,405	1,288765	0,253685	0,255402	0,06523
29/09/2004	3,944	0,895346	-0,11054	-0,10883	0,011843
30/09/2004	4,033	1,022566	0,022315	0,024033	0,000578

-0,00172

1,491697

0,053275

0,230814

**4,409686**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Octubre 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/10/2004	3,725				
02/10/2004	2,769	0,743356	-0,29658	-0,27677	0,076601886
03/10/2004	2,587	0,934272	-0,06799	-0,04818	0,002321042
04/10/2004	4,100	1,584847	0,460488	0,480298	0,230686381
05/10/2004	3,669	0,894878	-0,11107	-0,09126	0,008327964
06/10/2004	3,858	1,051513	0,05023	0,07004	0,00490559
07/10/2004	4,151	1,075946	0,0732	0,093011	0,008650954
08/10/2004	3,396	0,818116	-0,20075	-0,18094	0,032739591
09/10/2004	2,265	0,666961	-0,40502	-0,38521	0,148389332
10/10/2004	2,136	0,943046	-0,05864	-0,03883	0,001507745
11/10/2004	3,342	1,564607	0,447635	0,467445	0,218504509
12/10/2004	2,924	0,874925	-0,13362	-0,11381	0,012951974
13/10/2004	4,180	1,429549	0,357359	0,377169	0,142256345
14/10/2004	2,863	0,684928	-0,37844	-0,35863	0,128616245
15/10/2004	3,123	1,090814	0,086924	0,106734	0,01139219
16/10/2004	2,339	0,748959	-0,28907	-0,26926	0,072501185
17/10/2004	2,808	1,200513	0,182749	0,202559	0,041030209
18/10/2004	3,709	1,320869	0,27829	0,2981	0,088863588
19/10/2004	2,751	0,741709	-0,2988	-0,27899	0,077834118
20/10/2004	3,160	1,148673	0,138608	0,158418	0,025096166
21/10/2004	3,451	1,092089	0,088092	0,107902	0,011642878
22/10/2004	3,309	0,958853	-0,04202	-0,02221	0,000493189
23/10/2004	2,656	0,802659	-0,21982	-0,20001	0,040005859
24/10/2004	2,223	0,836973	-0,17796	-0,15815	0,025012513
25/10/2004	3,622	1,62933	0,488169	0,507979	0,258042537
26/10/2004	2,815	0,777195	-0,25206	-0,23225	0,053941896
27/10/2004	2,558	0,908703	-0,09574	-0,07593	0,005764819
28/10/2004	2,672	1,044566	0,043602	0,063412	0,004021044
29/10/2004	2,644	0,989521	-0,01053	0,009276	8,60408E-05
30/10/2004	2,527	0,955749	-0,04526	-0,02545	0,0006477
31/10/2004	2,056	0,813613	-0,20627	-0,18646	0,034767455

-0,01981

1,767602944

0,060951826

0,246884235

**4,716716693**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Noviembre 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/11/04	2,220				
02/11/04	2,958	1,332432	0,287006168	0,264266	0,069836
03/11/04	2,677	0,905003	-0,0998166	-0,12256	0,01502
04/11/04	2,681	1,001494	0,001493095	-0,02125	0,000451
05/11/04	2,339	0,872436	-0,136466372	-0,15921	0,025347
06/11/04	2,666	1,139803	0,130855734	0,108115	0,011689
07/11/04	2,213	0,830083	-0,186230161	-0,20897	0,043669
08/11/04	3,031	1,369634	0,314543537	0,291803	0,085149
09/11/04	2,201	0,726163	-0,319980796	-0,34272	0,117458
10/11/04	2,197	0,998183	-0,001819009	-0,02456	0,000603
11/11/04	2,311	1,051889	0,050587538	0,027847	0,000775
12/11/04	3,010	1,302466	0,264259747	0,241519	0,058331
13/11/04	2,464	0,818605	-0,200154033	-0,22289	0,049682
14/11/04	2,308	0,936688	-0,065404697	-0,08815	0,00777
15/11/04	3,040	1,317158	0,275476167	0,252736	0,063875
16/11/04	3,439	1,13125	0,123323216	0,100583	0,010117
17/11/04	4,150	1,206746	0,187927603	0,165187	0,027287
18/11/04	3,691	0,889398	-0,11721091	-0,13995	0,019586
19/11/04	3,295	0,892712	-0,113491256	-0,13623	0,018559
20/11/04	3,994	1,21214	0,192387067	0,169646	0,02878
21/11/04	3,302	0,82674	-0,190264889	-0,21301	0,045371
22/11/04	3,918	1,186554	0,171052974	0,148312	0,021997
23/11/04	3,819	0,974732	-0,025592711	-0,04833	0,002336
24/11/04	3,868	1,012831	0,012748969	-0,00999	9,98E-05
25/11/04	4,107	1,061789	0,059955257	0,037215	0,001385
26/11/04	4,316	1,050889	0,049636212	0,026896	0,000723
27/11/04	3,898	0,903151	-0,101865446	-0,12461	0,015527
28/11/04	3,542	0,908671	-0,095772062	-0,11851	0,014045
29/11/04	3,625	1,023433	0,023162749	0,000422	1,78E-07
30/11/04	4,293	1,184276	0,169131501	0,146391	0,02143

0,022740641

0,7769

0,027746

0,166573

**3,182365**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Diciembre 2004 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/12/04	3,438				
02/12/04	4,013	1,167248	0,154649	0,160529	0,02577
03/12/04	3,977	0,991029	-0,00901	-0,00313	9,8E-06
04/12/04	3,547	0,891878	-0,11443	-0,10855	0,011782
05/12/04	2,782	0,784325	-0,24293	-0,23705	0,056194
06/12/04	3,736	1,342919	0,294845	0,300726	0,090436
07/12/04	3,855	1,031852	0,031355	0,037236	0,001386
08/12/04	3,348	0,868482	-0,14101	-0,13513	0,018259
09/12/04	4,501	1,344385	0,295936	0,301817	0,091093
10/12/04	4,653	1,03377	0,033213	0,039093	0,001528
11/12/04	3,781	0,812594	-0,20752	-0,20164	0,04066
12/12/04	3,087	0,816451	-0,20279	-0,19691	0,038773
13/12/04	4,754	1,540006	0,431787	0,437667	0,191552
14/12/04	4,950	1,041228	0,040401	0,046281	0,002142
15/12/04	4,745	0,958586	-0,0423	-0,03642	0,001326
16/12/04	4,063	0,85627	-0,15517	-0,14929	0,022287
17/12/04	3,259	0,802117	-0,2205	-0,21462	0,046062
18/12/04	3,312	1,016263	0,016132	0,022012	0,000485
19/12/04	2,588	0,781401	-0,24667	-0,24079	0,057978
20/12/04	3,423	1,322643	0,279632	0,285512	0,081517
21/12/04	3,646	1,065148	0,063113	0,068993	0,00476
22/12/04	3,041	0,834065	-0,18144	-0,17556	0,030823
23/12/04	3,293	1,082867	0,079613	0,085493	0,007309
24/12/04	2,605	0,791072	-0,23437	-0,22849	0,052206
25/12/04	2,091	0,802687	-0,21979	-0,21391	0,045758
26/12/04	2,074	0,99187	-0,00816	-0,00228	5,21E-06
27/12/04	2,585	1,246384	0,220246	0,226127	0,051133
28/12/04	3,433	1,328046	0,283709	0,289589	0,083862
29/12/04	3,612	1,052141	0,050827	0,056707	0,003216
30/12/04	3,577	0,99031	-0,00974	-0,00386	1,49E-05
31/12/04	2,882	0,805703	-0,21604	-0,21016	0,044167

-0,00588

1,102495

0,038017

0,19498

**3,725081**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Enero 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/01/05	3,187				
02/01/05	3,467	1,087857	0,084209631	0,068006	0,004625
03/01/05	4,442	1,281223	0,247815059	0,231611	0,053644
04/01/05	4,788	1,077893	0,075008062	0,058804	0,003458
05/01/05	4,310	0,900167	-0,105174884	-0,12138	0,014733
06/01/05	3,660	0,849188	-0,163474757	-0,17968	0,032284
07/01/05	4,388	1,198907	0,181410395	0,165207	0,027293
08/01/05	3,657	0,833409	-0,182230403	-0,19843	0,039376
09/01/05	3,521	0,962811	-0,037898099	-0,0541	0,002927
10/01/05	4,435	1,259585	0,230782576	0,214579	0,046044
11/01/05	4,703	1,060428	0,058672987	0,042469	0,001804
12/01/05	5,154	1,095896	0,091572509	0,075369	0,00568
13/01/05	5,392	1,046178	0,045143261	0,02894	0,000837
14/01/05	4,769	0,884458	-0,122779734	-0,13898	0,019316
15/01/05	4,935	1,034808	0,034216034	0,018012	0,000324
16/01/05	4,268	0,864843	-0,145207339	-0,16141	0,026054
17/01/05	6,123	1,43463	0,360906839	0,344703	0,11882
18/01/05	4,086	0,66732	-0,404485676	-0,42069	0,17698
19/01/05	4,323	1,058003	0,056383109	0,040179	0,001614
20/01/05	4,592	1,062225	0,060366053	0,044162	0,00195
21/01/05	4,077	0,887848	-0,118954235	-0,13516	0,018268
22/01/05	4,306	1,056169	0,054647975	0,038444	0,001478
23/01/05	3,978	0,923827	-0,079230219	-0,09543	0,009108
24/01/05	4,310	1,083459	0,080158724	0,063955	0,00409
25/01/05	3,624	0,840835	-0,173359516	-0,18956	0,035934
26/01/05	4,157	1,147075	0,137215272	0,121012	0,014644
27/01/05	5,115	1,230455	0,207383739	0,19118	0,03655
28/01/05	4,929	0,963636	-0,037041272	-0,05324	0,002835
29/01/05	4,197	0,851491	-0,160766143	-0,17697	0,031318
30/01/05	3,747	0,892781	-0,113414465	-0,12962	0,016801
31/01/05	5,182	1,382973	0,324235562	0,308032	0,094884

	0,016203702	0,843674
0,00274		0,029092
0,052342		0,170564
		<b>3,258627</b>



Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Febrero 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/02/05	4,600				
02/02/05	4,425	0,961957	-0,03879	-0,04403	0,001939
03/02/05	4,790	1,082486	0,07926	0,074014	0,005478
04/02/05	5,914	1,234656	0,210792	0,205546	0,042249
05/02/05	4,781	0,808421	-0,21267	-0,21792	0,047489
06/02/05	3,898	0,815311	-0,20419	-0,20943	0,043862
07/02/05	4,964	1,273474	0,241748	0,236502	0,055933
08/02/05	5,459	1,099718	0,095054	0,089807	0,008065
09/02/05	5,592	1,024363	0,024071	0,018825	0,000354
10/02/05	5,538	0,990343	-0,0097	-0,01495	0,000223
11/02/05	5,008	0,904298	-0,1006	-0,10584	0,011203
12/02/05	3,945	0,78774	-0,23859	-0,24383	0,059455
13/02/05	2,716	0,688466	-0,37329	-0,37854	0,143289
14/02/05	3,925	1,44514	0,368206	0,36296	0,13174
15/02/05	3,484	0,887643	-0,11919	-0,12443	0,015483
16/02/05	4,242	1,217566	0,196854	0,191607	0,036713
17/02/05	4,733	1,115747	0,109524	0,104278	0,010874
18/02/05	5,148	1,087682	0,084049	0,078803	0,00621
19/02/05	4,075	0,79157	-0,23374	-0,23898	0,057113
20/02/05	3,228	0,792147	-0,23301	-0,23825	0,056765
21/02/05	5,737	1,777261	0,575074	0,569827	0,324703
22/02/05	5,462	0,952066	-0,04912	-0,05437	0,002956
23/02/05	5,499	1,006774	0,006751	0,001505	2,26E-06
24/02/05	5,619	1,021822	0,021587	0,016341	0,000267
25/02/05	6,084	1,082755	0,079509	0,074262	0,005515
26/02/05	5,589	0,918639	-0,08486	-0,09011	0,00812
27/02/05	4,097	0,733047	-0,31055	-0,31579	0,099724
28/02/05	5,300	1,293629	0,257452	0,252206	0,063608

0,005246

1,239333

0,047667

0,218327

**4,17113**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Marzo 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/03/05	7,316				
02/03/05	8,359	1,142564	0,133275	0,144687	0,020934
03/03/05	6,749	0,807393	-0,21394	-0,20253	0,041019
04/03/05	7,193	1,065788	0,063714	0,075126	0,005644
05/03/05	6,577	0,914361	-0,08953	-0,07812	0,006102
06/03/05	4,594	0,698495	-0,35883	-0,34742	0,120697
07/03/05	7,920	1,723988	0,54464	0,556052	0,309194
08/03/05	7,423	0,937247	-0,06481	-0,0534	0,002851
09/03/05	7,732	1,041627	0,040784	0,052197	0,002724
10/03/05	8,395	1,085748	0,082269	0,093681	0,008776
11/03/05	6,060	0,721858	-0,32593	-0,31451	0,098919
12/03/05	5,627	0,928548	-0,07413	-0,06272	0,003934
13/03/05	5,037	0,895148	-0,11077	-0,09935	0,009871
14/03/05	6,906	1,371054	0,31558	0,326992	0,106924
15/03/05	5,925	0,85795	-0,15321	-0,1418	0,020107
16/03/05	4,388	0,740591	-0,30031	-0,28889	0,08346
17/03/05	5,620	1,280766	0,247458	0,25887	0,067014
18/03/05	4,370	0,77758	-0,25157	-0,24016	0,057675
19/03/05	4,141	0,947597	-0,05383	-0,04241	0,001799
20/03/05	3,529	0,85221	-0,15992	-0,14851	0,022055
21/03/05	3,632	1,029187	0,028769	0,040181	0,001615
22/03/05	5,788	1,593612	0,466003	0,477416	0,227926
23/03/05	4,134	0,714236	-0,33654	-0,32513	0,105709
24/03/05	6,131	1,483067	0,394112	0,405525	0,16445
25/03/05	3,817	0,622574	-0,47389	-0,46248	0,213889
26/03/05	3,568	0,934766	-0,06746	-0,05605	0,003141
27/03/05	2,945	0,825392	-0,1919	-0,18048	0,032575
28/03/05	3,695	1,254669	0,226872	0,238284	0,056779
29/03/05	4,066	1,100406	0,095679	0,107091	0,011469
30/03/05	4,268	1,04968	0,048486	0,059898	0,003588
31/03/05	5,195	1,217198	0,196551	0,207964	0,043249

-0,01141

1,85409

0,063934

0,252852

**4,83073**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Abril 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/04/05	4,330				
02/04/05	4,260	0,983834	-0,016298382	-0,01596	0,000255
03/04/05	3,348	0,785915	-0,240906008	-0,24057	0,057874
04/04/05	5,107	1,525388	0,422248995	0,422585	0,178578
05/04/05	5,195	1,017231	0,017084477	0,017421	0,000303
06/04/05	4,590	0,883542	-0,1238166	-0,12348	0,015247
07/04/05	4,564	0,994336	-0,005680592	-0,00534	2,86E-05
08/04/05	2,625	0,575153	-0,553118536	-0,55278	0,305568
09/04/05	3,431	1,307048	0,267770868	0,268107	0,071881
10/04/05	3,381	0,985427	-0,01468024	-0,01434	0,000206
11/04/05	3,571	1,056196	0,054674145	0,05501	0,003026
12/04/05	4,325	1,211145	0,191566472	0,191903	0,036827
13/04/05	5,835	1,349133	0,299462125	0,299798	0,089879
14/04/05	5,033	0,862554	-0,147858038	-0,14752	0,021763
15/04/05	4,323	0,858931	-0,152066622	-0,15173	0,023022
16/04/05	4,200	0,971548	-0,02886508	-0,02853	0,000814
17/04/05	4,019	0,956905	-0,04405141	-0,04372	0,001911
18/04/05	4,732	1,177407	0,163314831	0,163651	0,026782
19/04/05	5,074	1,072274	0,069781515	0,070118	0,004916
20/04/05	4,944	0,974379	-0,025954741	-0,02562	0,000656
21/04/05	5,137	1,039037	0,038294531	0,038631	0,001492
22/04/05	5,105	0,993771	-0,0062488	-0,00591	3,5E-05
23/04/05	4,229	0,828404	-0,188254893	-0,18792	0,035313
24/04/05	3,724	0,880586	-0,127167199	-0,12683	0,016086
25/04/05	4,830	1,296992	0,260048108	0,260384	0,0678
26/04/05	4,997	1,034576	0,033991265	0,034327	0,001178
27/04/05	5,304	1,061437	0,059623521	0,05996	0,003595
28/04/05	4,882	0,920437	-0,082906281	-0,08257	0,006818
29/04/05	4,616	0,945514	-0,056026443	-0,05569	0,003101
30/04/05	4,288	0,928943	-0,073708105	-0,07337	0,005383

-0,000336108

0,980341

0,035012

0,187115

**3,574835**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Mayo 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/05/05	3,722				
02/05/05	3,444	0,925309	-0,07763	-0,07732	0,005979
03/05/05	4,289	1,245354	0,21942	0,219726	0,048279
04/05/05	5,332	1,24318	0,217673	0,217979	0,047515
05/05/05	3,850	0,722056	-0,32565	-0,32535	0,105851
06/05/05	3,868	1,004675	0,004664	0,00497	2,47E-05
07/05/05	4,054	1,048087	0,046966	0,047272	0,002235
08/05/05	3,678	0,907252	-0,09733	-0,09703	0,009415
09/05/05	5,659	1,538608	0,430878	0,431184	0,18592
10/05/05	5,090	0,899452	-0,10597	-0,10566	0,011165
11/05/05	6,079	1,194303	0,177562	0,177868	0,031637
12/05/05	5,571	0,916434	-0,08727	-0,08696	0,007562
13/05/05	5,036	0,903967	-0,10096	-0,10066	0,010132
14/05/05	3,872	0,768864	-0,26284	-0,26254	0,068925
15/05/05	3,749	0,968233	-0,03228	-0,03198	0,001022
16/05/05	4,079	1,088023	0,084363	0,084669	0,007169
17/05/05	4,893	1,199559	0,181954	0,18226	0,033219
18/05/05	5,377	1,098917	0,094325	0,094631	0,008955
19/05/05	5,303	0,986238	-0,01386	-0,01355	0,000184
20/05/05	5,445	1,026777	0,026425	0,026731	0,000715
21/05/05	4,470	0,820937	-0,19731	-0,197	0,03881
22/05/05	3,681	0,82349	-0,1942	-0,1939	0,037596
23/05/05	5,785	1,571584	0,452084	0,45239	0,204657
24/05/05	5,224	0,903025	-0,102	-0,1017	0,010343
25/05/05	5,399	1,033499	0,03295	0,033256	0,001106
26/05/05	5,163	0,956288	-0,0447	-0,04439	0,00197
27/05/05	4,619	0,894635	-0,11134	-0,11103	0,012328
28/05/05	3,670	0,794544	-0,22999	-0,22968	0,052753
29/05/05	3,630	0,989101	-0,01096	-0,01065	0,000113
30/05/05	4,006	1,103581	0,098561	0,098866	0,009775
31/05/05	3,688	0,920619	-0,08271	-0,0824	0,00679

-0,00031

0,962143

0,033177

0,182147

**3,479904**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Junio 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/06/05	4,725				
02/06/05	5,627	1,190899	0,174709	0,159291	0,025374
03/06/05	5,883	1,045495	0,04449	0,029072	0,000845
04/06/05	4,166	0,708142	-0,34511	-0,36053	0,129981
05/06/05	3,647	0,87542	-0,13305	-0,14847	0,022043
06/06/05	5,911	1,620784	0,48291	0,467492	0,218549
07/06/05	5,531	0,935713	-0,06645	-0,08186	0,006702
08/06/05	7,059	1,276261	0,243935	0,228517	0,05222
09/06/05	6,473	0,916985	-0,08666	-0,10208	0,010421
10/06/05	6,099	0,942222	-0,05951	-0,07493	0,005615
11/06/05	5,184	0,849975	-0,16255	-0,17797	0,031672
12/06/05	4,107	0,792245	-0,23288	-0,2483	0,061654
13/06/05	6,876	1,674215	0,515344	0,499926	0,249926
14/06/05	5,642	0,820535	-0,1978	-0,21322	0,045461
15/06/05	6,409	1,135945	0,127465	0,112047	0,012554
16/06/05	6,581	1,026837	0,026483	0,011065	0,000122
17/06/05	7,250	1,101656	0,096815	0,081397	0,006625
18/06/05	6,025	0,831034	-0,18508	-0,2005	0,040201
19/06/05	4,603	0,763983	-0,26921	-0,28463	0,081013
20/06/05	7,777	1,68955	0,524462	0,509044	0,259126
21/06/05	8,001	1,028803	0,028396	0,012978	0,000168
22/06/05	8,976	1,12186	0,114988	0,09957	0,009914
23/06/05	8,922	0,993984	-0,00603	-0,02145	0,00046
24/06/05	7,115	0,797467	-0,22631	-0,24173	0,058435
25/06/05	5,588	0,785383	-0,24158	-0,257	0,06605
26/06/05	4,096	0,732999	-0,31061	-0,32603	0,106295
27/06/05	7,434	1,814941	0,596053	0,580635	0,337137
28/06/05	7,042	0,947269	-0,05417	-0,06959	0,004843
29/06/05	6,887	0,977989	-0,02226	-0,03767	0,001419
30/06/05	7,389	1,072891	0,070357	0,054939	0,003018

0,015418

1,847844

0,065994

0,256894

**4,90795**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Julio 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/07/05	6,697				
02/07/05	6,674	0,996566	-0,003440285	0,01026	0,000105
03/07/05	4,853	0,72715	-0,31862231	-0,30492	0,092978
04/07/05	6,783	1,397692	0,334822412	0,348523	0,121468
05/07/05	7,410	1,092437	0,088410957	0,102111	0,010427
06/07/05	6,468	0,872874	-0,135963498	-0,12226	0,014948
07/07/05	5,725	0,885127	-0,122024392	-0,10832	0,011734
08/07/05	6,011	1,049956	0,048748575	0,062449	0,0039
09/07/05	4,951	0,823657	-0,194001548	-0,1803	0,032509
10/07/05	4,533	0,915573	-0,088205604	-0,07451	0,005551
11/07/05	6,738	1,486433	0,396379173	0,410079	0,168165
12/07/05	7,027	1,042891	0,041996727	0,055697	0,003102
13/07/05	7,833	1,1147	0,108585706	0,122286	0,014954
14/07/05	8,005	1,021958	0,021720768	0,035421	0,001255
15/07/05	8,164	1,019863	0,019667898	0,033368	0,001113
16/07/05	6,721	0,823248	-0,194497292	-0,1808	0,032688
17/07/05	4,984	0,741556	-0,299004172	-0,2853	0,081398
18/07/05	7,268	1,458266	0,377248369	0,390949	0,152841
19/07/05	6,871	0,945377	-0,056171494	-0,04247	0,001804
20/07/05	7,445	1,08354	0,08023301	0,093933	0,008823
21/07/05	7,841	1,05319	0,051823711	0,065524	0,004293
22/07/05	7,398	0,943502	-0,058156684	-0,04446	0,001976
23/07/05	6,548	0,885104	-0,122050034	-0,10835	0,01174
24/07/05	5,317	0,812004	-0,208250425	-0,19455	0,03785
25/07/05	7,808	1,468497	0,384239615	0,39794	0,158356
26/07/05	7,354	0,941855	-0,059904466	-0,0462	0,002135
27/07/05	7,296	0,992113	-0,00791813	0,005782	3,34E-05
28/07/05	7,754	1,062774	0,060882586	0,074583	0,005563
29/07/05	6,819	0,879417	-0,128496006	-0,1148	0,013178
30/07/05	5,405	0,792638	-0,232388382	-0,21869	0,047825
31/07/05	4,440	0,821462	-0,196670075	-0,18297	0,033478

-0,013700176

1,076189

0,03711

0,192639

**3,680372**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Agosto 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/08/05	6,078				
02/08/05	5,404	0,889108	-0,11754	-0,12263	0,015039
03/08/05	5,020	0,928942	-0,07371	-0,07881	0,00621
04/08/05	5,059	1,007769	0,007739	0,002643	6,98E-06
05/08/05	5,414	1,070172	0,067819	0,062723	0,003934
06/08/05	4,568	0,843738	-0,16991	-0,17501	0,030628
07/08/05	4,032	0,882662	-0,12481	-0,12991	0,016876
08/08/05	6,105	1,514137	0,414846	0,40975	0,167895
09/08/05	5,170	0,846847	-0,16624	-0,17133	0,029354
10/08/05	4,835	0,935203	-0,06699	-0,07209	0,005197
11/08/05	4,879	1,0091	0,009059	0,003963	1,57E-05
12/08/05	4,895	1,003279	0,003274	-0,00182	3,32E-06
13/08/05	4,530	0,925434	-0,07749	-0,08259	0,006821
14/08/05	4,186	0,924062	-0,07898	-0,08407	0,007068
15/08/05	4,312	1,0301	0,029656	0,02456	0,000603
16/08/05	4,919	1,14077	0,131703	0,126607	0,016029
17/08/05	5,944	1,208376	0,189277	0,184181	0,033923
18/08/05	5,419	0,911676	-0,09247	-0,09757	0,009519
19/08/05	4,531	0,836132	-0,17897	-0,18406	0,03388
20/08/05	4,747	1,047672	0,04657	0,041474	0,00172
21/08/05	4,086	0,860754	-0,14995	-0,15504	0,024038
22/08/05	5,290	1,294665	0,258252	0,253156	0,064088
23/08/05	4,761	0,9	-0,10536	-0,11046	0,012201
24/08/05	5,755	1,20878	0,189611	0,184515	0,034046
25/08/05	5,970	1,037359	0,036678	0,031582	0,000997
26/08/05	5,901	0,988442	-0,01163	-0,01672	0,00028
27/08/05	4,985	0,844772	-0,16869	-0,17378	0,030201
28/08/05	4,606	0,923972	-0,07907	-0,08417	0,007085
29/08/05	6,992	1,51802	0,417407	0,412311	0,17
30/08/05	6,908	0,987986	-0,01209	-0,01718	0,000295
31/08/05	7,082	1,025188	0,024876	0,01978	0,000391

0,005096

0,728345

0,025115

0,158478

**3,027721**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos septiembre 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/09/05	7,454				
02/09/05	7,482	1,003756	0,003749	0,013512	0,000183
03/09/05	6,424	0,858594	-0,15246	-0,1427	0,020362
04/09/05	6,036	0,939601	-0,0623	-0,05254	0,00276
05/09/05	6,778	1,122929	0,115941	0,125704	0,015801
06/09/05	6,912	1,01977	0,019577	0,02934	0,000861
07/09/05	6,766	0,978877	-0,02135	-0,01159	0,000134
08/09/05	6,602	0,975761	-0,02454	-0,01477	0,000218
09/09/05	5,438	0,82369	-0,19396	-0,1842	0,033929
10/09/05	4,848	0,891504	-0,11485	-0,10508	0,011042
11/09/05	4,646	0,958333	-0,04256	-0,0328	0,001076
12/09/05	5,409	1,164227	0,152058	0,161821	0,026186
13/09/05	5,824	1,076724	0,073923	0,083686	0,007003
14/09/05	6,120	1,050824	0,049575	0,059338	0,003521
15/09/05	6,707	1,095915	0,09159	0,101353	0,010272
16/09/05	5,876	0,8761	-0,13228	-0,12251	0,015009
17/09/05	4,414	0,751191	-0,28609	-0,27633	0,076359
18/09/05	4,055	0,918668	-0,08483	-0,07507	0,005635
19/09/05	5,789	1,42762	0,356009	0,365772	0,133789
20/09/05	5,793	1,000691	0,000691	0,010454	0,000109
21/09/05	6,380	1,101329	0,096518	0,106281	0,011296
22/09/05	6,435	1,008621	0,008584	0,018347	0,000337
23/09/05	5,583	0,867599	-0,14203	-0,13226	0,017493
24/09/05	4,794	0,858678	-0,15236	-0,1426	0,020334
25/09/05	4,051	0,845015	-0,1684	-0,15864	0,025166
26/09/05	5,634	1,390768	0,329856	0,339619	0,115341
27/09/05	5,502	0,976571	-0,02371	-0,01394	0,000194
28/09/05	5,289	0,961287	-0,03948	-0,02972	0,000883
29/09/05	5,588	1,056532	0,054992	0,064755	0,004193
30/09/05	5,616	1,005011	0,004998	0,014761	0,000218

-0,00976

0,559707

0,01999

0,141384

**2,701144**



Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Octubre 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/10/05	5,134				
02/10/05	4,026	0,784184	-0,243111755	-0,2432	0,059147
03/10/05	4,743	1,178092	0,16389652	0,163806	0,026832
04/10/05	5,081	1,071263	0,068838246	0,068747	0,004726
05/10/05	5,518	1,086007	0,082507383	0,082417	0,006792
06/10/05	6,190	1,121783	0,114919611	0,114829	0,013186
07/10/05	5,731	0,925848	-0,077045051	-0,07714	0,00595
08/10/05	6,062	1,057756	0,056149743	0,056059	0,003143
09/10/05	5,111	0,843121	-0,170644699	-0,17074	0,029151
10/10/05	5,927	1,159656	0,148123103	0,148032	0,021914
11/10/05	5,322	0,897925	-0,10766901	-0,10776	0,011612
12/10/05	4,716	0,886133	-0,12088819	-0,12098	0,014636
13/10/05	5,855	1,241518	0,216335014	0,216244	0,046762
14/10/05	6,210	1,060632	0,058864899	0,058774	0,003454
15/10/05	5,021	0,808535	-0,212531779	-0,21262	0,045208
16/10/05	4,845	0,964947	-0,035681872	-0,03577	0,00128
17/10/05	6,080	1,254902	0,227057451	0,226967	0,051514
18/10/05	6,088	1,001316	0,001314925	0,001224	1,5E-06
19/10/05	5,979	0,982096	-0,018066291	-0,01816	0,00033
20/10/05	6,231	1,042148	0,041283504	0,041193	0,001697
21/10/05	4,950	0,794415	-0,230149257	-0,23024	0,05301
22/10/05	4,790	0,967677	-0,032857165	-0,03295	0,001086
23/10/05	4,779	0,997704	-0,002299092	-0,00239	5,71E-06
24/10/05	5,237	1,095836	0,091517496	0,091427	0,008359
25/10/05	5,062	0,966584	-0,033987153	-0,03408	0,001161
26/10/05	4,994	0,986567	-0,01352447	-0,01362	0,000185
27/10/05	4,686	0,938326	-0,063657852	-0,06375	0,004064
28/10/05	5,065	1,080879	0,077774798	0,077684	0,006035
29/10/05	4,760	0,939783	-0,062106469	-0,0622	0,003868
30/10/05	4,064	0,853782	-0,158079958	-0,15817	0,025018
31/10/05	5,148	1,266732	0,236440579	0,23635	0,055861

9,07736E-05

0,505989

0,017448

0,13209

**2,523584**

Volatilidad precios spot diarios OMEL					
Precios medios aritméticos Noviembre 2005 (cent/Kwh)					

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/11/05	4,463				
02/11/05	5,156	1,155277	0,14434	0,124692	0,015548
03/11/05	6,024	1,168348	0,15559	0,135943	0,01848
04/11/05	4,620	0,766932	-0,26536	-0,285	0,081227
05/11/05	5,143	1,113203	0,107242	0,087594	0,007673
06/11/05	4,335	0,842893	-0,17091	-0,19056	0,036314
07/11/05	5,267	1,214994	0,194739	0,175092	0,030657
08/11/05	5,017	0,952535	-0,04863	-0,06828	0,004662
09/11/05	4,951	0,986845	-0,01324	-0,03289	0,001082
10/11/05	5,143	1,03878	0,038047	0,0184	0,000339
11/11/05	5,755	1,118997	0,112432	0,092785	0,008609
12/11/05	5,449	0,946829	-0,05464	-0,07428	0,005518
13/11/05	4,549	0,834832	-0,18052	-0,20017	0,040069
14/11/05	5,693	1,251484	0,22433	0,204683	0,041895
15/11/05	6,311	1,108554	0,103057	0,083409	0,006957
16/11/05	5,952	0,943115	-0,05857	-0,07821	0,006117
17/11/05	6,550	1,10047	0,095738	0,07609	0,00579
18/11/05	6,895	1,052672	0,051331	0,031684	0,001004
19/11/05	5,907	0,856708	-0,15466	-0,17431	0,030383
20/11/05	4,658	0,788556	-0,23755	-0,2572	0,066151
21/11/05	6,619	1,420996	0,351358	0,331711	0,110032
22/11/05	7,074	1,068742	0,066482	0,046834	0,002193
23/11/05	6,166	0,871643	-0,13738	-0,15702	0,024656
24/11/05	6,366	1,032436	0,031921	0,012274	0,000151
25/11/05	6,197	0,973453	-0,02691	-0,04655	0,002167
26/11/05	6,049	0,976117	-0,02417	-0,04382	0,00192
27/11/05	5,390	0,891056	-0,11535	-0,13499	0,018224
28/11/05	7,363	1,366048	0,311922	0,292275	0,085424
29/11/05	7,313	0,993209	-0,00681	-0,02646	0,0007
30/11/05	7,890	1,078901	0,075943	0,056295	0,003169

0,019647

0,657113

0,023468

0,153194

**2,926761**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Diciembre 2005 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/12/05	7,031				
02/12/05	6,254	0,889489	-0,11711	-0,10744	0,011544
03/12/05	6,504	1,039974	0,039196	0,048863	0,002388
04/12/05	6,141	0,944188	-0,05743	-0,04776	0,002281
05/12/05	6,832	1,112522	0,10663	0,116297	0,013525
06/12/05	6,706	0,981557	-0,01861	-0,00895	8,01E-05
07/12/05	7,551	1,126007	0,118677	0,128344	0,016472
08/12/05	6,779	0,897762	-0,10785	-0,09818	0,00964
09/12/05	6,756	0,996607	-0,0034	0,006268	3,93E-05
10/12/05	6,513	0,964032	-0,03663	-0,02696	0,000727
11/12/05	6,455	0,991095	-0,00895	0,000722	5,21E-07
12/12/05	6,768	1,04849	0,047351	0,057018	0,003251
13/12/05	6,939	1,025266	0,024952	0,034619	0,001198
14/12/05	6,730	0,96988	-0,03058	-0,02092	0,000437
15/12/05	7,144	1,061516	0,059698	0,069365	0,004811
16/12/05	7,624	1,067189	0,065028	0,074695	0,005579
17/12/05	6,529	0,856375	-0,15505	-0,14538	0,021135
18/12/05	6,495	0,994792	-0,00522	0,004446	1,98E-05
19/12/05	8,968	1,380754	0,32263	0,332297	0,110421
20/12/05	8,821	0,983608	-0,01653	-0,00686	4,71E-05
21/12/05	8,870	1,005555	0,00554	0,015206	0,000231
22/12/05	8,278	0,933258	-0,06907	-0,05941	0,003529
23/12/05	7,661	0,925465	-0,07746	-0,06779	0,004596
24/12/05	5,235	0,683331	-0,38078	-0,37111	0,137722
25/12/05	5,966	1,139637	0,13071	0,140377	0,019706
26/12/05	7,328	1,228294	0,205626	0,215293	0,046351
27/12/05	7,170	0,978439	-0,0218	-0,01213	0,000147
28/12/05	7,686	1,071967	0,069495	0,079162	0,006267
29/12/05	7,048	0,916992	-0,08666	-0,07699	0,005927
30/12/05	6,501	0,922389	-0,08079	-0,07112	0,005058
31/12/05	5,261	0,80926	-0,21163	-0,20197	0,040791

-0,00967

0,473923

0,016342

0,127836

**2,442312**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Enero 2006 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/01/06	4,089				
02/01/06	5,833	1,42651	0,355231	0,328324	0,107797
03/01/06	6,382	1,09412	0,08995	0,063043	0,003974
04/01/06	6,665	1,044343	0,043388	0,016482	0,000272
05/01/06	6,667	1,0003	0,0003	-0,02661	0,000708
06/01/06	5,905	0,885706	-0,12137	-0,14828	0,021986
07/01/06	6,842	1,158679	0,147281	0,120374	0,01449
08/01/06	5,931	0,866852	-0,14289	-0,16979	0,02883
09/01/06	8,087	1,363514	0,310065	0,283158	0,080179
10/01/06	8,289	1,024978	0,024672	-0,00224	5E-06
11/01/06	8,127	0,980456	-0,01974	-0,04664	0,002176
12/01/06	8,326	1,024486	0,024191	-0,00272	7,37E-06
13/01/06	7,409	0,889863	-0,11669	-0,14359	0,020619
14/01/06	7,502	1,012552	0,012474	-0,01443	0,000208
15/01/06	6,194	0,825646	-0,19159	-0,2185	0,04774
16/01/06	8,567	1,383113	0,324337	0,29743	0,088465
17/01/06	8,369	0,976888	-0,02338	-0,05029	0,002529
18/01/06	7,767	0,928068	-0,07465	-0,10156	0,010314
19/01/06	7,682	0,989056	-0,011	-0,03791	0,001437
20/01/06	7,483	0,974095	-0,02625	-0,05315	0,002825
21/01/06	6,411	0,856742	-0,15462	-0,18153	0,032951
22/01/06	6,223	0,970675	-0,02976	-0,05667	0,003211
23/01/06	8,270	1,328941	0,284382	0,257476	0,066294
24/01/06	7,882	0,953083	-0,04805	-0,07496	0,005619
25/01/06	7,408	0,939863	-0,06202	-0,08893	0,007908
26/01/06	8,448	1,140389	0,131369	0,104463	0,010912
27/01/06	8,211	0,971946	-0,02846	-0,05536	0,003065
28/01/06	6,484	0,789672	-0,23614	-0,26304	0,069192
29/01/06	7,458	1,150216	0,13995	0,113043	0,012779
30/01/06	8,665	1,16184	0,150005	0,123098	0,015153
31/01/06	9,166	1,057819	0,056209	0,029302	0,000859

7,314 ui\* 0,026907 **0,662505**  
0,022845  
0,151146  
0,0027397 0,052342 Volatilidad **2,887633**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Febrero 2006 (cent/kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/02/06	9,066				
02/02/06	9,043	0,997463	-0,00254	0,013806	0,000191
03/02/06	8,327	0,920823	-0,08249	-0,06614	0,004375
04/02/06	6,544	0,785877	-0,24095	-0,22461	0,050449
05/02/06	5,862	0,895782	-0,11006	-0,09371	0,008782
06/02/06	8,797	1,500682	0,40592	0,422266	0,178309
07/02/06	8,905	1,012277	0,012202	0,028548	0,000815
08/02/06	8,372	0,940146	-0,06172	-0,04537	0,002059
09/02/06	8,420	1,005733	0,005717	0,022063	0,000487
10/02/06	8,608	1,022328	0,022082	0,038428	0,001477
11/02/06	7,601	0,883016	-0,12441	-0,10807	0,011678
12/02/06	7,072	0,930404	-0,07214	-0,05579	0,003113
13/02/06	8,900	1,258484	0,229908	0,246254	0,060641
14/02/06	8,463	0,950899	-0,05035	-0,034	0,001156
15/02/06	7,434	0,878412	-0,12964	-0,11329	0,012835
16/02/06	6,478	0,871402	-0,13765	-0,12131	0,014715
17/02/06	6,468	0,998456	-0,00154	0,014801	0,000219
18/02/06	5,737	0,886982	-0,11993	-0,10358	0,01073
19/02/06	5,163	0,899948	-0,10542	-0,08907	0,007934
20/02/06	6,627	1,283556	0,249634	0,26598	0,070746
21/02/06	6,751	1,018711	0,018538	0,034884	0,001217
22/02/06	7,158	1,060287	0,05854	0,074886	0,005608
23/02/06	7,356	1,027661	0,027286	0,043632	0,001904
24/02/06	6,652	0,904296	-0,1006	-0,08425	0,007099
25/02/06	6,236	0,937462	-0,06458	-0,04823	0,002326
26/02/06	5,670	0,909237	-0,09515	-0,0788	0,00621
27/02/06	5,802	1,02328	0,023014	0,03936	0,001549
28/02/06	5,831	1,004998	0,004986	0,021332	0,000455

-0,01635

**0,467077**

0,017964

0,134032

0,00274 0,052342

Volatilidad

**2,560672**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Marzo 2006 (cent/kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/03/06	6,565				
02/03/06	5,883	0,896116	-0,10969	-0,09987	0,009973
03/03/06	5,732	0,974333	-0,026	-0,01618	0,000262
04/03/06	5,125	0,894103	-0,11193	-0,10212	0,010428
05/03/06	5,188	1,012293	0,012218	0,022036	0,000486
06/03/06	5,752	1,108712	0,103199	0,113018	0,012773
07/03/06	5,875	1,021384	0,021158	0,030977	0,00096
08/03/06	5,432	0,924596	-0,0784	-0,06858	0,004703
09/03/06	5,089	0,936856	-0,06523	-0,05541	0,00307
10/03/06	4,317	0,8483	-0,16452	-0,1547	0,023933
11/03/06	4,426	1,025249	0,024936	0,034754	0,001208
12/03/06	4,579	1,034568	0,033984	0,043803	0,001919
13/03/06	5,783	1,26294	0,233442	0,243261	0,059176
14/03/06	5,856	1,012623	0,012544	0,022363	0,0005
15/03/06	5,336	0,911202	-0,09299	-0,08317	0,006918
16/03/06	5,629	1,05491	0,053455	0,063274	0,004004
17/03/06	5,097	0,905489	-0,09928	-0,08946	0,008003
18/03/06	5,567	1,092211	0,088204	0,098023	0,009608
19/03/06	4,479	0,804563	-0,21746	-0,20764	0,043113
20/03/06	5,195	1,159857	0,148297	0,158115	0,025001
21/03/06	4,962	0,955149	-0,04589	-0,03607	0,001301
22/03/06	4,322	0,87102	-0,13809	-0,12827	0,016454
23/03/06	4,361	1,009024	0,008983	0,018802	0,000354
24/03/06	4,527	1,038065	0,037358	0,047177	0,002226
25/03/06	4,698	1,037773	0,037077	0,046896	0,002199
26/03/06	3,965	0,843976	-0,16963	-0,15981	0,02554
27/03/06	4,333	1,092812	0,088754	0,098573	0,009717
28/03/06	3,797	0,876298	-0,13205	-0,12223	0,01494
29/03/06	4,233	1,114827	0,1087	0,118518	0,014047
30/03/06	4,803	1,134656	0,12633	0,136148	0,018536
31/03/06	4,890	1,018114	0,017952	0,02777	0,000771

-0,00982

**0,33212**

0,011452

0,107016

0,00274 0,052342

Volatilidad

**2,044538**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Abril 2006 (cent/kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/04/06	4,337				
02/04/06	4,271	0,984782	-0,01533	-0,01496	0,000223776
03/04/06	5,858	1,371576	0,31596	0,316336	0,100068456
04/04/06	4,897	0,835951	-0,17919	-0,17881	0,031972926
05/04/06	5,445	1,111905	0,106075	0,106451	0,011331754
06/04/06	5,335	0,979798	-0,02041	-0,02003	0,000401327
07/04/06	5,567	1,043486	0,042567	0,042943	0,001844114
08/04/06	5,339	0,959044	-0,04182	-0,04144	0,001717457
09/04/06	4,473	0,837797	-0,17698	-0,1766	0,031188731
10/04/06	4,365	0,975855	-0,02444	-0,02407	0,000579144
11/04/06	5,129	1,175029	0,161293	0,161668	0,026136622
12/04/06	5,623	1,096315	0,091955	0,09233	0,008524893
13/04/06	4,993	0,88796	-0,11883	-0,11845	0,014031035
14/04/06	4,831	0,967555	-0,03298	-0,03261	0,001063263
15/04/06	5,054	1,04616	0,045127	0,045502	0,002070455
16/04/06	4,937	0,97685	-0,02342	-0,02305	0,000531138
17/04/06	4,954	1,003443	0,003437	0,003813	1,45405E-05
18/04/06	4,827	0,974364	-0,02597	-0,02559	0,000655076
19/04/06	5,589	1,157862	0,146575	0,146951	0,021594582
20/04/06	5,262	0,941492	-0,06029	-0,05991	0,003589624
21/04/06	4,984	0,947168	-0,05428	-0,0539	0,002905498
22/04/06	5,605	1,124599	0,117426	0,117802	0,013877312
23/04/06	5,161	0,920785	-0,08253	-0,08215	0,00674911
24/04/06	5,617	1,088355	0,084667	0,085043	0,007232326
25/04/06	5,039	0,897098	-0,10859	-0,10821	0,011710342
26/04/06	5,312	1,054177	0,052761	0,053136	0,002823487
27/04/06	4,957	0,93317	-0,06917	-0,06879	0,004732334
28/04/06	4,754	0,959048	-0,04181	-0,04144	0,001717159
29/04/06	4,215	0,886622	-0,12034	-0,11996	0,014390653
30/04/06	4,290	1,017794	0,017637	0,018013	0,000324463

-0,00038

**0,324001599**

0,011571486

0,10757084

0,00274 0,052342

Volatilidad

**2,055138018**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Mayo 2006 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/05/06	4,978				
02/05/06	5,069	1,01828	0,018115	0,018499	0,000342
03/05/06	4,725	0,932137	-0,07028	-0,06989	0,004885
04/05/06	4,468	0,945608	-0,05593	-0,05554	0,003085
05/05/06	4,796	1,073411	0,070841	0,071225	0,005073
06/05/06	4,800	1,000834	0,000834	0,001218	1,48E-06
07/05/06	4,146	0,86375	-0,14647	-0,14609	0,021342
08/05/06	4,497	1,08466	0,081266	0,08165	0,006667
09/05/06	5,110	1,136313	0,127789	0,128173	0,016428
10/05/06	4,536	0,887671	-0,11915	-0,11877	0,014106
11/05/06	4,492	0,9903	-0,00975	-0,00936	8,77E-05
12/05/06	4,595	1,02293	0,022671	0,023055	0,000532
13/05/06	4,253	0,925571	-0,07734	-0,07696	0,005923
14/05/06	3,710	0,872325	-0,13659	-0,13621	0,018553
15/05/06	4,888	1,31752	0,275751	0,276135	0,076251
16/05/06	5,766	1,179624	0,165195	0,165579	0,027416
17/05/06	4,195	0,727541	-0,31809	-0,3177	0,100934
18/05/06	4,434	1,056973	0,055409	0,055793	0,003113
19/05/06	5,614	1,266125	0,235961	0,236345	0,055859
20/05/06	4,422	0,787674	-0,23867	-0,23829	0,056781
21/05/06	3,369	0,761872	-0,27198	-0,27159	0,073762
22/05/06	3,752	1,113684	0,107673	0,108057	0,011676
23/05/06	5,646	1,504797	0,408658	0,409042	0,167316
24/05/06	7,015	1,242473	0,217103	0,217487	0,047301
25/05/06	7,236	1,031504	0,031018	0,031402	0,000986
26/05/06	7,227	0,998756	-0,00124	-0,00086	7,41E-07
27/05/06	5,422	0,750242	-0,28736	-0,28698	0,082355
28/05/06	4,152	0,765769	-0,26687	-0,26649	0,071017
29/05/06	5,959	1,435212	0,361313	0,361696	0,130824
30/05/06	3,909	0,655983	-0,42162	-0,42124	0,177441
31/05/06	4,921	1,25889	0,23023	0,230614	0,053183

-0,00038

**1,233241**

0,042526

0,206217

0,0027397 0,052342

Volatilidad

**3,939774**



Volatilidad precios spot diarios OMEL					
Precios medios aritméticos Junio 2006 (cent/Kwh)					

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/06/06	6,884				
02/06/06	6,536	0,949448	-0,05187	-0,03989	0,001591
03/06/06	4,554	0,696756	-0,36132	-0,34934	0,122035
04/06/06	3,937	0,864515	-0,14559	-0,1336	0,01785
05/06/06	7,306	1,855728	0,618277	0,630261	0,397229
06/06/06	7,378	1,009855	0,009807	0,021791	0,000475
07/06/06	7,565	1,025346	0,02503	0,037014	0,00137
08/06/06	6,723	0,888698	-0,118	-0,10601	0,011239
09/06/06	3,165	0,470772	-0,75338	-0,7414	0,54967
10/06/06	3,555	1,123223	0,116202	0,128186	0,016432
11/06/06	3,393	0,95443	-0,04664	-0,03466	0,001201
12/06/06	3,867	1,139699	0,130765	0,142749	0,020377
13/06/06	3,837	0,992242	-0,00779	0,004196	1,76E-05
14/06/06	4,049	1,055251	0,053779	0,065763	0,004325
15/06/06	4,141	1,022722	0,022467	0,034452	0,001187
16/06/06	4,148	1,00169	0,001689	0,013673	0,000187
17/06/06	3,851	0,928399	-0,07429	-0,06231	0,003882
18/06/06	3,527	0,915866	-0,08789	-0,0759	0,005761
19/06/06	4,077	1,15594	0,144914	0,156898	0,024617
20/06/06	4,119	1,010302	0,010249	0,022233	0,000494
21/06/06	4,314	1,047342	0,046255	0,058239	0,003392
22/06/06	4,057	0,940427	-0,06142	-0,04944	0,002444
23/06/06	4,294	1,058418	0,056775	0,068759	0,004728
24/06/06	3,810	0,887285	-0,11959	-0,10761	0,011579
25/06/06	3,669	0,962992	-0,03771	-0,02573	0,000662
26/06/06	5,431	1,48024	0,392204	0,404188	0,163368
27/06/06	4,254	0,783281	-0,24426	-0,23228	0,053954
28/06/06	4,608	1,083216	0,079934	0,091918	0,008449
29/06/06	4,755	1,031901	0,031403	0,043387	0,001882
30/06/06	4,863	1,022713	0,022459	0,034443	0,001186

-0,01198 1,431584  
0,051128  
0,226115

0,00274 0,052342 Volatilidad **4,319921**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Julio 2006 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/07/06	4,102				
02/07/06	3,807	0,928084	-0,07463	-0,08598	0,007392
03/07/06	4,750	1,247702	0,221303	0,209959	0,044083
04/07/06	4,886	1,028632	0,028229	0,016885	0,000285
05/07/06	5,116	1,047073	0,045999	0,034655	0,001201
06/07/06	5,184	1,013292	0,013204	0,00186	3,46E-06
07/07/06	5,125	0,988619	-0,01145	-0,02279	0,000519
08/07/06	4,281	0,835317	-0,17994	-0,19129	0,036591
09/07/06	4,190	0,978743	-0,02149	-0,03283	0,001078
10/07/06	5,324	1,270644	0,239524	0,22818	0,052066
11/07/06	5,009	0,940834	-0,06099	-0,07233	0,005232
12/07/06	5,052	1,008585	0,008548	-0,0028	7,82E-06
13/07/06	5,490	1,086698	0,083144	0,0718	0,005155
14/07/06	5,511	1,003825	0,003818	-0,00753	5,66E-05
15/07/06	4,599	0,834513	-0,18091	-0,19225	0,036961
16/07/06	4,140	0,900196	-0,10514	-0,11649	0,013569
17/07/06	5,501	1,328744	0,284234	0,27289	0,074469
18/07/06	5,520	1,003454	0,003448	-0,0079	6,24E-05
19/07/06	5,530	1,001812	0,00181	-0,00953	9,09E-05
20/07/06	5,577	1,008499	0,008463	-0,00288	8,3E-06
21/07/06	5,533	0,99211	-0,00792	-0,01927	0,000371
22/07/06	4,581	0,827941	-0,18881	-0,20016	0,040063
23/07/06	4,256	0,929055	-0,07359	-0,08493	0,007213
24/07/06	5,663	1,330592	0,285624	0,27428	0,075229
25/07/06	5,867	1,036023	0,03539	0,024045	0,000578
26/07/06	5,516	0,940174	-0,06169	-0,07303	0,005334
27/07/06	5,683	1,030276	0,029826	0,018482	0,000342
28/07/06	5,534	0,973781	-0,02657	-0,03791	0,001437
29/07/06	4,979	0,899711	-0,10568	-0,11703	0,013695
30/07/06	4,552	0,91424	-0,08966	-0,10101	0,010202
31/07/06	5,765	1,266476	0,236238	0,224894	0,050577

0,011344 0,483874

0,016685

0,129172

0,00274 0,052342

Volatilidad

**2,46782**

Volatilidad precios spot diarios OMEL					
Precios medios aritméticos Agosto 2006 (cent/Kwh)					

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/08/06	5,670				
02/08/06	5,630	0,992945	-0,00708	-0,00645	4,16104E-05
03/08/06	5,503	0,977442	-0,02282	-0,02219	0,000492262
04/08/06	5,235	0,951299	-0,04993	-0,0493	0,002430243
05/08/06	4,337	0,828462	-0,18818	-0,18755	0,035176847
06/08/06	4,103	0,946046	-0,05546	-0,05484	0,00300692
07/08/06	4,990	1,216183	0,195717	0,196347	0,038551971
08/08/06	4,525	0,906814	-0,09782	-0,09719	0,009445754
09/08/06	4,483	0,990718	-0,00933	-0,0087	7,56213E-05
10/08/06	4,436	0,989516	-0,01054	-0,00991	9,82147E-05
11/08/06	4,483	1,010595	0,010539	0,011168	0,000124734
12/08/06	4,072	0,90832	-0,09616	-0,09553	0,009125814
13/08/06	3,821	0,93836	-0,06362	-0,06299	0,003968124
14/08/06	4,237	1,108872	0,103343	0,103972	0,010810253
15/08/06	3,737	0,881992	-0,12557	-0,12494	0,015610818
16/08/06	3,905	1,044956	0,043975	0,044604	0,00198949
17/08/06	3,851	0,986172	-0,01392	-0,0133	0,00017678
18/08/06	4,286	1,112958	0,107021	0,10765	0,011588545
19/08/06	4,099	0,95637	-0,04461	-0,04398	0,001934398
20/08/06	3,735	0,911198	-0,093	-0,09237	0,008531508
21/08/06	4,273	1,144043	0,134568	0,135197	0,018278337
22/08/06	4,644	1,086824	0,08326	0,083889	0,007037359
23/08/06	4,816	1,037037	0,036368	0,036997	0,001368756
24/08/06	4,815	0,999792	-0,00021	0,000421	1,77577E-07
25/08/06	4,617	0,958879	-0,04199	-0,04136	0,001710802
26/08/06	4,229	0,915963	-0,08778	-0,08715	0,007595214
27/08/06	4,229	1	0	0,000629	3,95718E-07
28/08/06	5,124	1,211634	0,19197	0,192599	0,037094331
29/08/06	5,356	1,045277	0,044282	0,044911	0,002017007
30/08/06	5,078	0,948096	-0,0533	-0,05267	0,002774222
31/08/06	5,564	1,095707	0,0914	0,092029	0,00846931

**-0,00063**

0,239525819

0,008259511

0,090881852

0,002740 0,052342

Volatilidad

**1,73629534**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Septiembre 2006 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/09/06	5,919				
02/09/06	5,115	0,864166	-0,14599	-0,13575	0,018428
03/09/06	4,240	0,828935	-0,18761	-0,17737	0,031461
04/09/06	5,592	1,318868	0,276774	0,287016	0,082378
05/09/06	6,073	1,086016	0,082516	0,092758	0,008604
06/09/06	6,321	1,040836	0,040025	0,050267	0,002527
07/09/06	6,556	1,037178	0,036503	0,046745	0,002185
08/09/06	6,470	0,986882	-0,0132	-0,00296	8,78E-06
09/09/06	5,949	0,919474	-0,08395	-0,07371	0,005433
10/09/06	4,603	0,773743	-0,25651	-0,24627	0,06065
11/09/06	5,524	1,200087	0,182394	0,192636	0,037109
12/09/06	6,374	1,153874	0,143125	0,153367	0,023521
13/09/06	5,980	0,938186	-0,06381	-0,05356	0,002869
14/09/06	5,356	0,895652	-0,1102	-0,09996	0,009992
15/09/06	5,067	0,946042	-0,05547	-0,04523	0,002045
16/09/06	4,585	0,904875	-0,09996	-0,08972	0,008049
17/09/06	4,353	0,9494	-0,05192	-0,04168	0,001737
18/09/06	5,069	1,164484	0,152278	0,16252	0,026413
19/09/06	5,106	1,007299	0,007273	0,017515	0,000307
20/09/06	5,043	0,987662	-0,01242	-0,00217	4,72E-06
21/09/06	4,849	0,961531	-0,03923	-0,02899	0,00084
22/09/06	4,947	1,02021	0,020009	0,030251	0,000915
23/09/06	4,449	0,899333	-0,1061	-0,09586	0,009189
24/09/06	4,068	0,914363	-0,08953	-0,07929	0,006286
25/09/06	5,036	1,237955	0,213461	0,223703	0,050043
26/09/06	5,035	0,999801	-0,0002	0,010043	0,000101
27/09/06	5,167	1,026216	0,025879	0,036121	0,001305
28/09/06	5,066	0,980453	-0,01974	-0,0095	9,02E-05
29/09/06	5,095	1,005724	0,005708	0,01595	0,000254
30/09/06	4,398	0,863199	-0,14711	-0,13687	0,018733
<b>-0,01024</b>					0,411479
					0,014696
					0,121226
0,0027397 0,052342					Volatilidad <b>2,316015</b>

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Octubre 2006 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/10/06	4,220				
02/10/06	4,887	1,158057	0,146743	0,14604	0,021328
03/10/06	5,102	1,043994	0,043054	0,042351	0,001794
04/10/06	4,894	0,959232	-0,04162	-0,04233	0,001791
05/10/06	5,065	1,034941	0,034344	0,033641	0,001132
06/10/06	4,427	0,874038	-0,13463	-0,13534	0,018316
07/10/06	4,490	1,014231	0,014131	0,013427	0,00018
08/10/06	4,106	0,914477	-0,0894	-0,09011	0,008119
09/10/06	5,208	1,268388	0,237747	0,237043	0,056189
10/10/06	5,181	0,994816	-0,0052	-0,0059	3,48E-05
11/10/06	5,010	0,966995	-0,03356	-0,03427	0,001174
12/10/06	4,160	0,830339	-0,18592	-0,18662	0,034829
13/10/06	5,291	1,271875	0,240492	0,239789	0,057499
14/10/06	4,725	0,893026	-0,11314	-0,11384	0,01296
15/10/06	4,093	0,866243	-0,14359	-0,14429	0,02082
16/10/06	4,878	1,191791	0,175457	0,174754	0,030539
17/10/06	4,475	0,917384	-0,08623	-0,08693	0,007557
18/10/06	4,188	0,935866	-0,06628	-0,06699	0,004487
19/10/06	4,215	1,006447	0,006426	0,005723	3,28E-05
20/10/06	4,339	1,029419	0,028994	0,028291	0,0008
21/10/06	4,278	0,985941	-0,01416	-0,01486	0,000221
22/10/06	3,718	0,869098	-0,1403	-0,141	0,019882
23/10/06	3,907	1,050834	0,049584	0,048881	0,002389
24/10/06	4,036	1,033018	0,032484	0,031781	0,00101
25/10/06	3,365	0,833746	-0,18183	-0,18253	0,033317
26/10/06	3,807	1,131352	0,123414	0,12271	0,015058
27/10/06	4,475	1,175466	0,161665	0,160961	0,025909
28/10/06	4,287	0,957989	-0,04292	-0,04362	0,001903
29/10/06	3,690	0,860742	-0,14996	-0,15066	0,0227
30/10/06	4,650	1,260163	0,231241	0,230537	0,053147
31/10/06	4,310	0,926882	-0,07593	-0,07663	0,005873

0,000703

0,460991

0,015896

0,12608

0,00274 0,052342

Volatilidad

**2,40876**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Noviembre 2006 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/11/06	3,285				
02/11/06	4,588	1,396651	0,334078	0,326638	0,106692
03/11/06	3,715	0,809721	-0,21107	-0,21851	0,047745
04/11/06	4,145	1,115747	0,109524	0,102084	0,010421
05/11/06	3,663	0,883715	-0,12362	-0,13106	0,017177
06/11/06	4,689	1,280098	0,246937	0,239497	0,057359
07/11/06	3,412	0,72766	-0,31792	-0,32536	0,105859
08/11/06	3,640	1,066823	0,064685	0,057245	0,003277
09/11/06	4,152	1,140659	0,131606	0,124167	0,015417
10/11/06	3,981	0,958815	-0,04206	-0,0495	0,00245
11/11/06	3,687	0,926149	-0,07672	-0,08416	0,007083
12/11/06	3,425	0,92894	-0,07371	-0,08115	0,006586
13/11/06	4,091	1,194453	0,177688	0,170248	0,028984
14/11/06	4,267	1,043021	0,042122	0,034682	0,001203
15/11/06	3,302	0,773846	-0,25638	-0,26382	0,069602
16/11/06	3,321	1,005754	0,005738	-0,0017	2,9E-06
17/11/06	3,307	0,995784	-0,00422	-0,01166	0,000136
18/11/06	3,367	1,018143	0,017981	0,010541	0,000111
19/11/06	3,547	1,05346	0,05208	0,04464	0,001993
20/11/06	3,375	0,951508	-0,04971	-0,05715	0,003266
21/11/06	3,272	0,969481	-0,03099	-0,03843	0,001477
22/11/06	3,236	0,988998	-0,01106	-0,0185	0,000342
23/11/06	3,396	1,049444	0,04826	0,040821	0,001666
24/11/06	3,110	0,915783	-0,08798	-0,09542	0,009104
25/11/06	3,504	1,126688	0,119282	0,111843	0,012509
26/11/06	3,142	0,896689	-0,10905	-0,11649	0,013569
27/11/06	3,474	1,105665	0,100447	0,093007	0,00865
28/11/06	3,955	1,138457	0,129674	0,122234	0,014941
29/11/06	3,484	0,88091	-0,1268	-0,13424	0,01802
30/11/06	4,076	1,16992	0,156935	0,149495	0,022349

**0,00744**

0,587992

0,021

0,144913

0,00274 0,052342

Volatilidad

**2,768555**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Diciembre 2006 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/12/06	3,573				
02/12/06	3,892	1,089281	0,085518	0,086291	0,007446222
03/12/06	2,938	0,754882	-0,28119	-0,28042	0,078635474
04/12/06	3,036	1,033356	0,032812	0,033586	0,001127999
05/12/06	2,979	0,981225	-0,01895	-0,01818	0,000330486
06/12/06	2,913	0,977845	-0,0224	-0,02163	0,000467869
07/12/06	2,688	0,92276	-0,08039	-0,07961	0,006338093
08/12/06	2,405	0,894717	-0,11125	-0,11047	0,012204418
09/12/06	2,943	1,223701	0,20188	0,202653	0,041068432
10/12/06	2,654	0,901801	-0,10336	-0,10259	0,01052422
11/12/06	3,724	1,403165	0,33873	0,339504	0,115263194
12/12/06	4,078	1,095059	0,090808	0,091582	0,008387304
13/12/06	4,090	1,002943	0,002938	0,003712	1,37805E-05
14/12/06	4,228	1,033741	0,033184	0,033958	0,001153146
15/12/06	4,138	0,978713	-0,02152	-0,02074	0,000430255
16/12/06	3,928	0,949251	-0,05208	-0,05131	0,002632539
17/12/06	3,531	0,898931	-0,10655	-0,10578	0,011188427
18/12/06	3,987	1,129142	0,121458	0,122232	0,014940628
19/12/06	4,141	1,038626	0,037898	0,038672	0,001495535
20/12/06	3,911	0,944458	-0,05714	-0,05637	0,00317761
21/12/06	4,009	1,025058	0,024749	0,025523	0,000651406
22/12/06	3,849	0,96009	-0,04073	-0,03995	0,001596366
23/12/06	3,850	1,00026	0,00026	0,001034	1,06851E-06
24/12/06	3,545	0,920779	-0,08253	-0,08176	0,006684874
25/12/06	3,377	0,952609	-0,04855	-0,04778	0,002282595
26/12/06	3,749	1,110157	0,104501	0,105275	0,01108289
27/12/06	4,202	1,120832	0,114071	0,114845	0,01318946
28/12/06	4,093	0,97406	-0,02628	-0,02551	0,000650683
29/12/06	3,912	0,955778	-0,04523	-0,04446	0,001976294
30/12/06	3,906	0,998466	-0,00153	-0,00076	5,79133E-07
31/12/06	3,491	0,893753	-0,11233	-0,11155	0,01244378

-0,00077

0,36738563

0,01266847

0,112554298

0,00274 0,052342

Volatilidad **2,150346843**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Enero 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/01/07	3,236				
02/01/07	3,834	1,184796	0,169571	0,145627	0,021207
03/01/07	4,052	1,05686	0,055302	0,031358	0,000983
04/01/07	4,110	1,014314	0,014212	-0,00973	9,47E-05
05/01/07	4,063	0,988564	-0,0115	-0,03545	0,001256
06/01/07	4,113	1,012306	0,012231	-0,01171	0,000137
07/01/07	4,027	0,979091	-0,02113	-0,04508	0,002032
08/01/07	4,132	1,026074	0,02574	0,001796	3,22E-06
09/01/07	4,707	1,139158	0,130289	0,106345	0,011309
10/01/07	5,014	1,065222	0,063183	0,039239	0,00154
11/01/07	5,040	1,005185	0,005172	-0,01877	0,000352
12/01/07	4,712	0,934921	-0,06729	-0,09124	0,008324
13/01/07	4,606	0,977504	-0,02275	-0,0467	0,002181
14/01/07	4,131	0,896874	-0,10884	-0,13278	0,017632
15/01/07	5,202	1,259259	0,230524	0,20658	0,042675
16/01/07	4,833	0,929066	-0,07358	-0,09752	0,00951
17/01/07	4,506	0,93234	-0,07006	-0,094	0,008836
18/01/07	4,297	0,953617	-0,04749	-0,07144	0,005103
19/01/07	4,859	1,130789	0,122916	0,098971	0,009795
20/01/07	4,483	0,922618	-0,08054	-0,10448	0,010917
21/01/07	4,172	0,930627	-0,0719	-0,09584	0,009185
22/01/07	4,829	1,157478	0,146244	0,1223	0,014957
23/01/07	4,603	0,953199	-0,04793	-0,07188	0,005166
24/01/07	4,623	1,004345	0,004336	-0,01961	0,000384
25/01/07	4,632	1,001947	0,001945	-0,022	0,000484
26/01/07	4,561	0,984672	-0,01545	-0,03939	0,001552
27/01/07	4,142	0,908134	-0,09636	-0,12031	0,014474
28/01/07	4,124	0,995654	-0,00436	-0,0283	0,000801
29/01/07	5,551	1,346023	0,297155	0,27321	0,074644
30/01/07	6,332	1,140695	0,131638	0,107694	0,011598
31/01/07	6,637	1,048168	0,047044	0,0231	0,000534

0,023944

0,287668

0,00992

0,099597

0,0027397 0,052342

Volatilidad

1,9028



Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Febrero 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/02/07	5,583				
02/02/07	4,975	0,891098	-0,1153	-0,08907	0,007934
03/02/07	4,618	0,928241	-0,07446	-0,04824	0,002327
04/02/07	4,333	0,938285	-0,0637	-0,03747	0,001404
05/02/07	5,362	1,23748	0,213077	0,239304	0,057266
06/02/07	4,996	0,931742	-0,0707	-0,04447	0,001978
07/02/07	4,219	0,844476	-0,16904	-0,14281	0,020395
08/02/07	4,301	1,019436	0,019249	0,045476	0,002068
09/02/07	3,747	0,871193	-0,13789	-0,11167	0,012469
10/02/07	3,336	0,890312	-0,11618	-0,08996	0,008092
11/02/07	2,838	0,850719	-0,16167	-0,13545	0,018346
12/02/07	3,580	1,261452	0,232263	0,25849	0,066817
13/02/07	3,864	1,07933	0,07634	0,102567	0,01052
14/02/07	3,051	0,789596	-0,23623	-0,21001	0,044103
15/02/07	3,348	1,097345	0,092894	0,119121	0,01419
16/02/07	2,965	0,885603	-0,12149	-0,09526	0,009074
17/02/07	3,009	1,01484	0,014731	0,040958	0,001678
18/02/07	2,608	0,866733	-0,14302	-0,1168	0,013642
19/02/07	3,406	1,305982	0,266955	0,293182	0,085956
20/02/07	3,432	1,007634	0,007605	0,033831	0,001145
21/02/07	3,342	0,973776	-0,02657	-0,00035	1,2E-07
22/02/07	3,026	0,905446	-0,09933	-0,0731	0,005344
23/02/07	2,918	0,964309	-0,03634	-0,01012	0,000102
24/02/07	2,697	0,924263	-0,07876	-0,05253	0,00276
25/02/07	2,238	0,829811	-0,18656	-0,16033	0,025706
26/02/07	2,982	1,33244	0,287012	0,313238	0,098118
27/02/07	3,152	1,057009	0,055443	0,08167	0,00667
28/02/07	2,750	0,872462	-0,13644	-0,11021	0,012146

**-0,02623**

0,530249

0,020394

0,142808

Volatilidad

**2,728348**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Marzo 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/03/07	2,535				
02/03/07	2,323	0,916371	-0,08733	-0,09764	0,009533
03/03/07	2,422	1,042617	0,041734	0,031433	0,000988
04/03/07	2,241	0,925268	-0,07767	-0,08797	0,007739
05/03/07	2,862	1,277108	0,244598	0,234297	0,054895
06/03/07	2,700	0,943396	-0,05827	-0,06857	0,004702
07/03/07	2,680	0,992593	-0,00743	-0,01774	0,000315
08/03/07	2,757	1,028731	0,028326	0,018025	0,000325
09/03/07	2,861	1,037722	0,037028	0,026726	0,000714
10/03/07	2,699	0,943376	-0,05829	-0,06859	0,004705
11/03/07	2,634	0,975917	-0,02438	-0,03468	0,001203
12/03/07	3,070	1,165528	0,153174	0,142872	0,020412
13/03/07	2,922	0,951792	-0,04941	-0,05971	0,003565
14/03/07	2,816	0,963723	-0,03695	-0,04725	0,002233
15/03/07	2,950	1,047585	0,046488	0,036186	0,001309
16/03/07	2,975	1,008475	0,008439	-0,00186	3,47E-06
17/03/07	2,760	0,927731	-0,07501	-0,08532	0,007279
18/03/07	2,700	0,978261	-0,02198	-0,03228	0,001042
19/03/07	2,678	0,991852	-0,00818	-0,01848	0,000342
20/03/07	2,724	1,017177	0,017031	0,006729	4,53E-05
21/03/07	2,752	1,010279	0,010227	-7,5E-05	5,64E-09
22/03/07	3,084	1,12064	0,1139	0,103598	0,010733
23/03/07	3,375	1,094358	0,090168	0,079866	0,006379
24/03/07	3,231	0,957333	-0,0436	-0,05391	0,002906
25/03/07	3,101	0,959765	-0,04107	-0,05137	0,002639
26/03/07	4,212	1,358272	0,306213	0,295911	0,087563
27/03/07	3,575	0,848765	-0,16397	-0,17427	0,030371
28/03/07	3,762	1,052308	0,050986	0,040684	0,001655
29/03/07	3,561	0,946571	-0,05491	-0,06521	0,004252
30/03/07	3,607	1,012918	0,012835	0,002533	6,42E-06
31/03/07	3,453	0,957305	-0,04363	-0,05393	0,002909

**0,010302**

0,270763

0,009337

0,096626

Volatilidad

**1,846044**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Abril 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/04/07	3,371				
02/04/07	4,394	1,303471	0,265031	0,265143	0,070300939
03/04/07	4,199	0,955621	-0,04539	-0,04528	0,002050357
04/04/07	3,519	0,838057	-0,17667	-0,17656	0,031172317
05/04/07	3,514	0,998579	-0,00142	-0,00131	1,71391E-06
06/04/07	3,529	1,004269	0,00426	0,004372	1,91167E-05
07/04/07	3,886	1,101162	0,096366	0,096479	0,009308103
08/04/07	3,681	0,947247	-0,0542	-0,05408	0,002924992
09/04/07	3,524	0,957349	-0,04359	-0,04348	0,001890079
10/04/07	4,245	1,204597	0,186145	0,186258	0,034691974
11/04/07	4,480	1,055359	0,053881	0,053994	0,002915345
12/04/07	4,105	0,916295	-0,08742	-0,0873	0,007622093
13/04/07	3,842	0,935932	-0,06621	-0,0661	0,004369206
14/04/07	3,571	0,929464	-0,07315	-0,07303	0,005334066
15/04/07	3,365	0,942313	-0,05942	-0,0593	0,003517083
16/04/07	3,636	1,080535	0,077456	0,077569	0,006016937
17/04/07	3,773	1,037679	0,036986	0,037099	0,001376334
18/04/07	3,545	0,939571	-0,06233	-0,06222	0,003871276
19/04/07	3,725	1,050776	0,049529	0,049641	0,002464268
20/04/07	3,728	1,000805	0,000805	0,000918	8,42266E-07
21/04/07	3,315	0,889217	-0,11741	-0,1173	0,013759658
22/04/07	2,894	0,873002	-0,13582	-0,13571	0,018415926
23/04/07	3,507	1,211818	0,192121	0,192234	0,036953929
24/04/07	3,725	1,062161	0,060306	0,060419	0,003650406
25/04/07	3,590	0,963758	-0,03691	-0,0368	0,001354383
26/04/07	3,547	0,988022	-0,01205	-0,01194	0,0001425
27/04/07	3,409	0,961094	-0,03968	-0,03957	0,001565823
28/04/07	3,668	1,075975	0,073228	0,07334	0,005378795
29/04/07	3,331	0,908124	-0,09637	-0,09626	0,009266236
30/04/07	3,360	1,008706	0,008668	0,008781	7,71081E-05

**-0,00011**

0,280411805

0,010014707

0,10007351

Volatilidad **1,911901715**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Mayo 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/05/07	2,994				
02/05/07	3,639	1,215431	0,195099	0,191653	0,036731
03/05/07	3,391	0,931849	-0,07058	-0,07403	0,00548
04/05/07	3,198	0,943085	-0,0586	-0,06204	0,00385
05/05/07	2,872	0,898061	-0,10752	-0,11096	0,012313
06/05/07	2,897	1,008705	0,008667	0,005222	2,73E-05
07/05/07	3,575	1,234035	0,210289	0,206844	0,042785
08/05/07	3,597	1,006154	0,006135	0,00269	7,24E-06
09/05/07	3,458	0,961357	-0,03941	-0,04285	0,001837
10/05/07	3,423	0,989879	-0,01017	-0,01362	0,000185
11/05/07	3,450	1,007888	0,007857	0,004412	1,95E-05
12/05/07	3,387	0,981739	-0,01843	-0,02187	0,000479
13/05/07	2,770	0,817833	-0,2011	-0,20454	0,041838
14/05/07	3,189	1,151264	0,14086	0,137415	0,018883
15/05/07	3,359	1,053308	0,051936	0,048491	0,002351
16/05/07	3,291	0,979756	-0,02045	-0,0239	0,000571
17/05/07	3,156	0,958979	-0,04189	-0,04533	0,002055
18/05/07	3,574	1,132446	0,12438	0,120935	0,014625
19/05/07	3,259	0,911863	-0,09227	-0,09571	0,00916
20/05/07	3,214	0,986192	-0,0139	-0,01735	0,000301
21/05/07	3,799	1,182016	0,167222	0,163776	0,026823
22/05/07	3,652	0,961306	-0,03946	-0,04291	0,001841
23/05/07	3,637	0,995893	-0,00412	-0,00756	5,72E-05
24/05/07	3,701	1,017597	0,017444	0,013999	0,000196
25/05/07	3,739	1,010267	0,010215	0,00677	4,58E-05
26/05/07	3,088	0,825889	-0,19129	-0,19474	0,037924
27/05/07	2,713	0,878562	-0,12947	-0,13291	0,017666
28/05/07	2,995	1,103944	0,098889	0,095444	0,00911
29/05/07	3,241	1,082137	0,078938	0,075493	0,005699
30/05/07	3,120	0,962666	-0,03805	-0,04149	0,001722
31/05/07	3,320	1,064103	0,062132	0,058687	0,003444

**0,003445**

0,298024

0,010277

0,101374

**1,936748**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Junio 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/06/07	3,327				
02/06/07	3,148	0,946198	-0,0553	-0,05708	0,003258
03/06/07	3,058	0,97141	-0,02901	-0,03078	0,000948
04/06/07	3,315	1,084042	0,080697	0,078919	0,006228
05/06/07	3,571	1,077225	0,074388	0,072611	0,005272
06/06/07	3,725	1,043125	0,042221	0,040444	0,001636
07/06/07	4,032	1,082416	0,079196	0,077418	0,005994
08/06/07	4,240	1,051587	0,050301	0,048523	0,002355
09/06/07	3,758	0,886321	-0,12068	-0,12245	0,014995
10/06/07	3,292	0,875998	-0,13239	-0,13417	0,018001
11/06/07	4,253	1,29192	0,256129	0,254352	0,064695
12/06/07	4,727	1,111451	0,105666	0,103889	0,010793
13/06/07	4,337	0,917495	-0,08611	-0,08789	0,007724
14/06/07	3,965	0,914226	-0,08968	-0,09145	0,008364
15/06/07	3,490	0,880202	-0,1276	-0,12938	0,01674
16/06/07	3,407	0,976218	-0,02407	-0,02585	0,000668
17/06/07	2,776	0,814793	-0,20482	-0,2066	0,042683
18/06/07	4,379	1,57745	0,455809	0,454032	0,206145
19/06/07	4,428	1,01119	0,011128	0,00935	8,74E-05
20/06/07	3,860	0,871725	-0,13728	-0,13906	0,019337
21/06/07	4,277	1,108031	0,102585	0,100807	0,010162
22/06/07	3,754	0,877718	-0,13043	-0,13221	0,017479
23/06/07	3,675	0,978956	-0,02127	-0,02305	0,000531
24/06/07	3,382	0,920272	-0,08309	-0,08486	0,007202
25/06/07	3,657	1,081313	0,078176	0,076398	0,005837
26/06/07	3,673	1,004375	0,004366	0,002588	6,7E-06
27/06/07	3,636	0,989926	-0,01012	-0,0119	0,000142
28/06/07	3,784	1,040704	0,039897	0,03812	0,001453
29/06/07	3,760	0,993658	-0,00636	-0,00814	6,63E-05
30/06/07	3,503	0,931649	-0,0708	-0,07258	0,005267

**0,001778**

0,484068

0,017288

0,131484

Volatilidad

**2,512005**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Junio 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/07/07	3,329				
02/07/07	3,716	1,116251	0,109976	0,09916	0,009833
03/07/07	3,638	0,97901	-0,02121	-0,03203	0,001026
04/07/07	3,673	1,009621	0,009575	-0,00124	1,54E-06
05/07/07	3,882	1,056902	0,055342	0,044526	0,001983
06/07/07	3,975	1,023957	0,023674	0,012859	0,000165
07/07/07	3,744	0,941887	-0,05987	-0,07069	0,004996
08/07/07	3,380	0,902778	-0,10228	-0,11309	0,01279
09/07/07	3,581	1,059467	0,057766	0,046951	0,002204
10/07/07	3,819	1,066462	0,064347	0,053531	0,002866
11/07/07	3,805	0,996334	-0,00367	-0,01449	0,00021
12/07/07	3,917	1,029435	0,02901	0,018194	0,000331
13/07/07	3,967	1,012765	0,012684	0,001868	3,49E-06
14/07/07	3,441	0,867406	-0,14225	-0,15306	0,023428
15/07/07	3,185	0,925603	-0,07731	-0,08813	0,007766
16/07/07	4,257	1,336578	0,290112	0,279297	0,078007
17/07/07	4,300	1,010101	0,01005	-0,00077	5,86E-07
18/07/07	4,501	1,046744	0,045685	0,034869	0,001216
19/07/07	4,324	0,960675	-0,04012	-0,05093	0,002594
20/07/07	3,978	0,919981	-0,0834	-0,09422	0,008877
21/07/07	3,782	0,950729	-0,05053	-0,06134	0,003763
22/07/07	3,415	0,902961	-0,10208	-0,11289	0,012744
23/07/07	3,918	1,147291	0,137404	0,126588	0,016025
24/07/07	3,743	0,955334	-0,04569	-0,05651	0,003193
25/07/07	3,949	1,055036	0,053575	0,042759	0,001828
26/07/07	4,406	1,115726	0,109505	0,098689	0,00974
27/07/07	4,178	0,948252	-0,05313	-0,06395	0,00409
28/07/07	3,756	0,898995	-0,10648	-0,11729	0,013758
29/07/07	3,510	0,934505	-0,06774	-0,07855	0,006171
30/07/07	3,626	1,033048	0,032514	0,021698	0,000471
31/07/07	4,605	1,269994	0,239013	0,228197	0,052074

**0,010816**

0,282154

0,009729

0,098638

Volatilidad

**1,884476**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Agosto 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/08/07	4,026				
02/08/07	3,784	0,939891	-0,06199	-0,05827	0,003395737
03/08/07	3,792	1,002114	0,002112	0,005831	3,39966E-05
04/08/07	3,827	1,00923	0,009188	0,012906	0,000166574
05/08/07	3,485	0,910635	-0,09361	-0,08989	0,00808101
06/08/07	3,667	1,052224	0,050906	0,054625	0,002983844
07/08/07	3,543	0,966185	-0,0344	-0,03068	0,000941345
08/08/07	3,411	0,962743	-0,03797	-0,03425	0,001173035
09/08/07	3,404	0,997948	-0,00205	0,001664	2,77033E-06
10/08/07	3,459	1,016157	0,016028	0,019747	0,000389946
11/08/07	3,822	1,104944	0,099794	0,103513	0,01071495
12/08/07	3,446	0,901622	-0,10356	-0,09984	0,009968222
13/08/07	3,607	1,046721	0,045662	0,049381	0,002438482
14/08/07	3,588	0,994732	-0,00528	-0,00156	2,44213E-06
15/08/07	3,014	0,840022	-0,17433	-0,17061	0,02910713
16/08/07	3,385	1,123092	0,116086	0,119805	0,014353126
17/08/07	3,499	1,033678	0,033123	0,036842	0,001357335
18/08/07	3,658	1,045442	0,044439	0,048158	0,002319199
19/08/07	3,321	0,907873	-0,09665	-0,09293	0,008636335
20/08/07	3,504	1,055104	0,053639	0,057358	0,003289935
21/08/07	3,322	0,948059	-0,05334	-0,04962	0,002462089
22/08/07	3,475	1,046057	0,045027	0,048746	0,002376191
23/08/07	3,422	0,984748	-0,01537	-0,01165	0,000135736
24/08/07	3,388	0,990064	-0,00999	-0,00627	3,92712E-05
25/08/07	3,098	0,914404	-0,08948	-0,08576	0,007355517
26/08/07	2,988	0,964493	-0,03615	-0,03243	0,001051948
27/08/07	3,612	1,208835	0,189657	0,193376	0,037394313
28/08/07	3,580	0,991141	-0,0089	-0,00518	2,68335E-05
29/08/07	3,522	0,983799	-0,01633	-0,01262	0,00015914
30/08/07	3,415	0,96962	-0,03085	-0,02713	0,000736188
31/08/07	3,601	1,054466	0,053034	0,056753	0,003220882

**-0,00372**

0,154313521

0,005321156

0,072946254

**1,393636217**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Septiembre 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/09/07	3,614				
02/09/07	3,353	0,927781	-0,07496	-0,06628	0,004393
03/09/07	3,642	1,086191	0,082678	0,091354	0,008346
04/09/07	3,527	0,968424	-0,03209	-0,02341	0,000548
05/09/07	3,545	1,005103	0,005091	0,013767	0,00019
06/09/07	3,729	1,051904	0,050602	0,059279	0,003514
07/09/07	3,741	1,003218	0,003213	0,01189	0,000141
08/09/07	3,723	0,995188	-0,00482	0,003854	1,49E-05
09/09/07	3,511	0,943057	-0,05863	-0,04995	0,002495
10/09/07	3,702	1,0544	0,052972	0,061649	0,003801
11/09/07	3,475	0,938682	-0,06328	-0,0546	0,002981
12/09/07	3,604	1,037122	0,03645	0,045127	0,002036
13/09/07	3,784	1,049945	0,048737	0,057414	0,003296
14/09/07	3,673	0,970666	-0,02977	-0,0211	0,000445
15/09/07	3,515	0,956983	-0,04397	-0,03529	0,001246
16/09/07	3,298	0,938265	-0,06372	-0,05505	0,00303
17/09/07	3,937	1,193754	0,177103	0,18578	0,034514
18/09/07	3,478	0,883414	-0,12396	-0,11528	0,013291
19/09/07	3,651	1,049741	0,048544	0,057221	0,003274
20/09/07	3,851	1,05478	0,053332	0,062009	0,003845
21/09/07	3,813	0,990132	-0,00992	-0,00124	1,54E-06
22/09/07	3,647	0,956465	-0,04451	-0,03583	0,001284
23/09/07	3,376	0,925692	-0,07721	-0,06854	0,004697
24/09/07	3,819	1,13122	0,123297	0,131974	0,017417
25/09/07	3,612	0,945797	-0,05573	-0,04705	0,002214
26/09/07	3,416	0,945736	-0,05579	-0,04711	0,00222
27/09/07	3,434	1,005269	0,005255	0,013932	0,000194
28/09/07	3,653	1,063774	0,061823	0,0705	0,00497
29/09/07	3,482	0,953189	-0,04794	-0,03926	0,001542
30/09/07	2,810	0,807007	-0,21442	-0,20575	0,042331

**-0,00868**

0,168272

0,00601

0,077522

Volatilidad

**1,481063**



Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Octubre 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/10/07	3,299				
02/10/07	3,748	1,136102	0,127603	0,122507	0,015008
03/10/07	3,758	1,002668	0,002665	-0,00243	5,91E-06
04/10/07	3,835	1,02049	0,020283	0,015186	0,000231
05/10/07	4,013	1,046415	0,04537	0,040273	0,001622
06/10/07	3,781	0,942188	-0,05955	-0,06465	0,004179
07/10/07	3,595	0,950807	-0,05044	-0,05554	0,003085
08/10/07	3,963	1,102364	0,097457	0,092361	0,008531
09/10/07	3,629	0,91572	-0,08804	-0,09314	0,008675
10/10/07	3,612	0,995316	-0,0047	-0,00979	9,59E-05
11/10/07	3,665	1,014673	0,014567	0,00947	8,97E-05
12/10/07	3,529	0,962892	-0,03781	-0,04291	0,001841
13/10/07	3,757	1,064608	0,062606	0,05751	0,003307
14/10/07	3,582	0,95342	-0,0477	-0,0528	0,002787
15/10/07	4,226	1,179788	0,165335	0,160238	0,025676
16/10/07	3,974	0,940369	-0,06148	-0,06658	0,004433
17/10/07	3,879	0,976095	-0,0242	-0,02929	0,000858
18/10/07	3,860	0,995102	-0,00491	-0,01001	0,0001
19/10/07	3,960	1,025907	0,025577	0,02048	0,000419
20/10/07	3,888	0,981818	-0,01835	-0,02345	0,00055
21/10/07	3,771	0,969907	-0,03055	-0,03565	0,001271
22/10/07	4,157	1,10236	0,097453	0,092357	0,00853
23/10/07	3,903	0,938898	-0,06305	-0,06814	0,004644
24/10/07	3,893	0,997438	-0,00257	-0,00766	5,87E-05
25/10/07	3,812	0,979193	-0,02103	-0,02612	0,000682
26/10/07	4,026	1,056139	0,054619	0,049523	0,002453
27/10/07	3,796	0,942871	-0,05883	-0,06392	0,004086
28/10/07	3,904	1,028451	0,028054	0,022957	0,000527
29/10/07	4,304	1,102459	0,097543	0,092447	0,008546
30/10/07	4,015	0,932853	-0,06951	-0,0746	0,005566
31/10/07	3,844	0,95741	-0,04352	-0,04862	0,002364

**0,005096**

0,120221

0,004146

0,064386

Volatilidad

**1,230094**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Noviembre 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/11/07	3,714				
02/11/07	4,088	1,1007	0,095946	0,081333	0,006615
03/11/07	4,398	1,075832	0,073094	0,058481	0,00342
04/11/07	3,873	0,880628	-0,12712	-0,14173	0,020088
05/11/07	4,507	1,163697	0,151602	0,136989	0,018766
06/11/07	4,200	0,931884	-0,07055	-0,08516	0,007252
07/11/07	4,320	1,028571	0,028171	0,013558	0,000184
08/11/07	4,583	1,06088	0,059098	0,044485	0,001979
09/11/07	4,315	0,941523	-0,06026	-0,07487	0,005605
10/11/07	4,347	1,007416	0,007389	-0,00722	5,22E-05
11/11/07	4,168	0,958822	-0,04205	-0,05666	0,003211
12/11/07	4,644	1,114203	0,10814	0,093526	0,008747
13/11/07	4,813	1,036391	0,035745	0,021131	0,000447
14/11/07	4,583	0,952213	-0,04897	-0,06358	0,004042
15/11/07	4,566	0,996291	-0,00372	-0,01833	0,000336
16/11/07	5,096	1,116075	0,109818	0,095205	0,009064
17/11/07	5,039	0,988815	-0,01125	-0,02586	0,000669
18/11/07	4,545	0,901965	-0,10318	-0,11779	0,013875
19/11/07	5,260	1,157316	0,146103	0,13149	0,01729
20/11/07	4,897	0,930989	-0,07151	-0,08612	0,007417
21/11/07	5,131	1,047784	0,046678	0,032065	0,001028
22/11/07	5,603	1,09199	0,088002	0,073388	0,005386
23/11/07	5,122	0,914153	-0,08976	-0,10437	0,010893
24/11/07	4,851	0,947091	-0,05436	-0,06897	0,004757
25/11/07	4,261	0,878376	-0,12968	-0,14429	0,020821
26/11/07	4,732	1,110537	0,104844	0,090231	0,008142
27/11/07	4,858	1,026627	0,026279	0,011666	0,000136
28/11/07	6,057	1,246809	0,220588	0,205975	0,042426
29/11/07	5,658	0,934126	-0,06814	-0,08276	0,006849
30/11/07	5,674	1,002828	0,002824	-0,01179	0,000139

**0,014613**

0,229636

0,008201

0,090561

Volatilidad

**1,730165**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Diciembre 2007 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/12/07	5,158				
02/12/07	4,719	0,914889	-0,08895	-0,09515	0,009053483
03/12/07	5,657	1,198771	0,181297	0,175099	0,030659661
04/12/07	5,555	0,981969	-0,0182	-0,02439	0,000595023
05/12/07	5,229	0,941314	-0,06048	-0,06668	0,004445711
06/12/07	5,233	1,000765	0,000765	-0,00543	2,95189E-05
07/12/07	4,866	0,929868	-0,07271	-0,07891	0,006226833
08/12/07	4,797	0,98582	-0,01428	-0,02048	0,000419403
09/12/07	4,228	0,881384	-0,12626	-0,13246	0,017545507
10/12/07	5,008	1,184484	0,169308	0,16311	0,026604796
11/12/07	5,459	1,090056	0,086229	0,080031	0,006404991
12/12/07	5,804	1,063198	0,061282	0,055084	0,003034237
13/12/07	6,424	1,106823	0,101494	0,095296	0,009081297
14/12/07	6,571	1,022883	0,022625	0,016427	0,000269855
15/12/07	5,656	0,860752	-0,14995	-0,15615	0,024381854
16/12/07	5,650	0,998939	-0,00106	-0,00726	5,26957E-05
17/12/07	7,921	1,401947	0,337862	0,331664	0,110001085
18/12/07	6,907	0,871986	-0,13698	-0,14318	0,020500475
19/12/07	6,175	0,894021	-0,11203	-0,11822	0,013976987
20/12/07	5,997	0,971174	-0,02925	-0,03545	0,001256514
21/12/07	6,275	1,046357	0,045314	0,039116	0,001530088
22/12/07	6,180	0,984861	-0,01526	-0,02145	0,000460232
23/12/07	5,597	0,905663	-0,09909	-0,10529	0,011085001
24/12/07	6,063	1,083259	0,079974	0,073776	0,005442926
25/12/07	5,361	0,884216	-0,12305	-0,12925	0,01670608
26/12/07	6,108	1,13934	0,130449	0,124251	0,015438327
27/12/07	6,966	1,140472	0,131442	0,125244	0,015686056
28/12/07	6,459	0,927218	-0,07557	-0,08176	0,006685428
29/12/07	6,101	0,944573	-0,05702	-0,06322	0,00399672
30/12/07	5,800	0,950664	-0,05059	-0,05679	0,003225397
31/12/07	6,212	1,071034	0,068625	0,062427	0,003897154

**0,006198**

0,368693335

0,012713563

0,112754438

Volatilidad

**2,154170511**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Enero 2008 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/01/08	6,700				
02/01/08	6,846	1,021791	0,021557	0,015596	0,000243
03/01/08	6,821	0,996348	-0,00366	-0,00962	9,25E-05
04/01/08	7,536	1,104823	0,099685	0,093724	0,008784
05/01/08	6,813	0,904061	-0,10086	-0,10682	0,011411
06/01/08	6,116	0,897696	-0,10792	-0,11389	0,01297
07/01/08	7,385	1,207489	0,188543	0,182582	0,033336
08/01/08	7,562	1,023968	0,023685	0,017724	0,000314
09/01/08	7,476	0,988627	-0,01144	-0,0174	0,000303
10/01/08	6,968	0,932049	-0,07037	-0,07633	0,005826
11/01/08	6,660	0,955798	-0,04521	-0,05117	0,002618
12/01/08	6,488	0,974174	-0,02617	-0,03213	0,001032
13/01/08	6,420	0,989519	-0,01054	-0,0165	0,000272
14/01/08	7,555	1,176791	0,162791	0,15683	0,024596
15/01/08	6,852	0,906949	-0,09767	-0,10363	0,010739
16/01/08	6,259	0,913456	-0,09052	-0,09648	0,009309
17/01/08	6,296	1,005911	0,005894	-6,7E-05	4,49E-09
18/01/08	6,878	1,09244	0,088413	0,082452	0,006798
19/01/08	6,850	0,995929	-0,00408	-0,01004	0,000101
20/01/08	6,733	0,98292	-0,01723	-0,02319	0,000538
21/01/08	6,995	1,038913	0,038175	0,032214	0,001038
22/01/08	6,702	0,958113	-0,04279	-0,04875	0,002377
23/01/08	7,271	1,0849	0,081488	0,075527	0,005704
24/01/08	6,796	0,934672	-0,06756	-0,07352	0,005405
25/01/08	6,684	0,98352	-0,01662	-0,02258	0,00051
26/01/08	7,077	1,058797	0,057133	0,051172	0,002619
27/01/08	7,362	1,040271	0,039482	0,03352	0,001124
28/01/08	7,990	1,085303	0,081859	0,075898	0,005761
29/01/08	8,213	1,02791	0,027528	0,021566	0,000465
30/01/08	7,375	0,897967	-0,10762	-0,11358	0,012901
31/01/08	8,012	1,086373	0,082845	0,076883	0,005911

0,005961

0,173097

0,005969

0,077258

Volatilidad

**1,476018**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Febrero 2008 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/02/08	6,953				
02/02/08	6,734	0,968503	-0,032	-0,02921	0,000853
03/02/08	6,386	0,948322	-0,05306	-0,05026	0,002526
04/02/08	6,510	1,019417	0,019231	0,02203	0,000485
05/02/08	6,718	1,031951	0,031451	0,034249	0,001173
06/02/08	7,233	1,07666	0,073863	0,076662	0,005877
07/02/08	7,020	0,970552	-0,02989	-0,02709	0,000734
08/02/08	7,308	1,041026	0,040206	0,043005	0,001849
09/02/08	6,792	0,929392	-0,07322	-0,07043	0,00496
10/02/08	6,605	0,972468	-0,02792	-0,02512	0,000631
11/02/08	7,105	1,0757	0,072972	0,07577	0,005741
12/02/08	7,046	0,991696	-0,00834	-0,00554	3,07E-05
13/02/08	6,735	0,955861	-0,04514	-0,04234	0,001793
14/02/08	6,404	0,950854	-0,0504	-0,0476	0,002265
15/02/08	7,407	1,156621	0,145503	0,148301	0,021993
16/02/08	6,589	0,889564	-0,11702	-0,11423	0,013047
17/02/08	6,438	0,977083	-0,02318	-0,02039	0,000416
18/02/08	7,029	1,091799	0,087827	0,090625	0,008213
19/02/08	6,950	0,988761	-0,0113	-0,0085	7,23E-05
20/02/08	7,930	1,141007	0,131911	0,13471	0,018147
21/02/08	8,078	1,018663	0,018491	0,02129	0,000453
22/02/08	6,961	0,861723	-0,14882	-0,14602	0,021323
23/02/08	6,532	0,938371	-0,06361	-0,06081	0,003698
24/02/08	6,239	0,955144	-0,04589	-0,04309	0,001857
25/02/08	7,428	1,190575	0,174437	0,177235	0,031412
26/02/08	6,417	0,863893	-0,14631	-0,14351	0,020594
27/02/08	6,332	0,986754	-0,01333	-0,01054	0,000111
28/02/08	6,417	1,013424	0,013335	0,016133	0,00026
29/02/08	6,429	1,00187	0,001868	0,004667	2,18E-05

**-0,0028**

0,170538

0,006316

0,079475

Volatilidad

**1,518362**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Marzo 2008 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/03/08	6,142				
02/03/08	5,856	0,953435	-0,047683645	-0,04464	0,001993
03/03/08	6,304	1,076503	0,073717576	0,076761	0,005892
04/03/08	5,812	0,921954	-0,081259607	-0,07822	0,006118
05/03/08	5,653	0,972643	-0,027738368	-0,02469	0,00061
06/03/08	5,943	1,0513	0,050027679	0,053071	0,002817
07/03/08	6,572	1,105839	0,100604144	0,103648	0,010743
08/03/08	6,049	0,92042	-0,082925231	-0,07988	0,006381
09/03/08	5,846	0,966441	-0,034135302	-0,03109	0,000967
10/03/08	5,942	1,016421	0,01628811	0,019332	0,000374
11/03/08	5,754	0,968361	-0,032150512	-0,02911	0,000847
12/03/08	6,231	1,082899	0,079641568	0,082685	0,006837
13/03/08	6,575	1,055208	0,053737745	0,056782	0,003224
14/03/08	6,673	1,014905	0,014794956	0,017839	0,000318
15/03/08	5,778	0,865877	-0,144011932	-0,14097	0,019872
16/03/08	5,454	0,943925	-0,057708318	-0,05466	0,002988
17/03/08	6,529	1,197103	0,179904508	0,182948	0,03347
18/03/08	6,316	0,967376	-0,033167696	-0,03012	0,000907
19/03/08	5,870	0,929386	-0,073231463	-0,07019	0,004926
20/03/08	5,719	0,974276	-0,026060669	-0,02302	0,00053
21/03/08	5,531	0,967127	-0,033425334	-0,03038	0,000923
22/03/08	5,361	0,969264	-0,031218106	-0,02817	0,000794
23/03/08	5,306	0,989741	-0,010312269	-0,00727	5,28E-05
24/03/08	5,584	1,052394	0,05106711	0,054111	0,002928
25/03/08	6,019	1,077901	0,075015767	0,07806	0,006093
26/03/08	5,680	0,943678	-0,0579699	-0,05493	0,003017
27/03/08	5,337	0,939613	-0,062287535	-0,05924	0,00351
28/03/08	6,186	1,159078	0,147624977	0,150669	0,022701
29/03/08	5,969	0,964921	-0,035709265	-0,03267	0,001067
30/03/08	5,295	0,887083	-0,11981643	-0,11677	0,013636
31/03/08	5,606	1,058735	0,057074474	0,060118	0,003614

-0,003043766

0,16815

0,005798

0,076146

**1,454773**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Abril 2008 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū) <sup>2</sup>
01/04/08	5,817				
02/04/08	6,009	1,033007	0,032474	0,035625	0,001269
03/04/08	6,096	1,014478	0,014374	0,017526	0,000307
04/04/08	6,037	0,990322	-0,00973	-0,00657	4,32E-05
05/04/08	5,886	0,974988	-0,02533	-0,02218	0,000492
06/04/08	5,703	0,968909	-0,03158	-0,02843	0,000808
07/04/08	5,534	0,970366	-0,03008	-0,02693	0,000725
08/04/08	5,379	0,971991	-0,02841	-0,02526	0,000638
09/04/08	5,634	1,047407	0,046317	0,049468	0,002447
10/04/08	5,609	0,995563	-0,00445	-0,0013	1,68E-06
11/04/08	5,435	0,968978	-0,03151	-0,02836	0,000804
12/04/08	5,530	1,017479	0,017328	0,020479	0,000419
13/04/08	5,240	0,947559	-0,05387	-0,05072	0,002572
14/04/08	5,932	1,132061	0,12404	0,127191	0,016178
15/04/08	6,018	1,014498	0,014394	0,017545	0,000308
16/04/08	5,640	0,937188	-0,06487	-0,06172	0,003809
17/04/08	5,481	0,971809	-0,0286	-0,02545	0,000647
18/04/08	5,483	1,000365	0,000365	0,003516	1,24E-05
19/04/08	5,561	1,014226	0,014126	0,017277	0,000298
20/04/08	5,266	0,946952	-0,05451	-0,05136	0,002637
21/04/08	5,471	1,038929	0,03819	0,041341	0,001709
22/04/08	5,565	1,017182	0,017036	0,020187	0,000408
23/04/08	5,739	1,031267	0,030788	0,033939	0,001152
24/04/08	5,803	1,011152	0,01109	0,014241	0,000203
25/04/08	5,636	0,971222	-0,0292	-0,02605	0,000679
26/04/08	5,641	1,000887	0,000887	0,004038	1,63E-05
27/04/08	5,392	0,955859	-0,04514	-0,04199	0,001763
28/04/08	5,342	0,990727	-0,00932	-0,00617	3,8E-05
29/04/08	5,341	0,999813	-0,00019	0,002964	8,78E-06
30/04/08	5,309	0,994009	-0,00601	-0,00286	8,17E-06

-0,00315

0,040403

0,001443

0,037986

**0,725726**

Volatilidad precios spot diarios OMEL
Precios medios aritméticos Mayo 2008 (cent/Kwh)

Fecha	PMA	Si/Si-1	ui = Lnui	ui-ū	(ui-ū)2
01/05/08	5,277				
02/05/08	5,647	1,070116	0,067767	0,064975	0,004222
03/05/08	5,815	1,02975	0,029316	0,026525	0,000704
04/05/08	5,549	0,954256	-0,04682	-0,04961	0,002462
05/05/08	5,943	1,071004	0,068596	0,065805	0,00433
06/05/08	6,109	1,027932	0,027549	0,024757	0,000613
07/05/08	5,856	0,958586	-0,0423	-0,04509	0,002033
08/05/08	5,588	0,954235	-0,04685	-0,04964	0,002464
09/05/08	5,742	1,027559	0,027186	0,024394	0,000595
10/05/08	5,394	0,939394	-0,06252	-0,06531	0,004266
11/05/08	5,367	0,994994	-0,00502	-0,00781	6,1E-05
12/05/08	5,776	1,076206	0,073442	0,070651	0,004991
13/05/08	5,768	0,998615	-0,00139	-0,00418	1,75E-05
14/05/08	5,592	0,969487	-0,03099	-0,03378	0,001141
15/05/08	5,556	0,993562	-0,00646	-0,00925	8,56E-05
16/05/08	5,646	1,016199	0,016069	0,013277	0,000176
17/05/08	5,554	0,983705	-0,01643	-0,01922	0,000369
18/05/08	5,361	0,96525	-0,03537	-0,03816	0,001456
19/05/08	5,326	0,993471	-0,00655	-0,00934	8,73E-05
20/05/08	5,348	1,004131	0,004122	0,00133	1,77E-06
21/05/08	5,698	1,065445	0,063393	0,060601	0,003672
22/05/08	5,646	0,990874	-0,00917	-0,01196	0,000143
23/05/08	5,428	0,961389	-0,03938	-0,04217	0,001778
24/05/08	5,874	1,082167	0,078965	0,076173	0,005802
25/05/08	5,565	0,947395	-0,05404	-0,05683	0,00323
26/05/08	5,742	1,031806	0,031311	0,028519	0,000813
27/05/08	5,786	1,007663	0,007634	0,004842	2,34E-05
28/05/08	5,472	0,945731	-0,0558	-0,05859	0,003433
29/05/08	5,536	1,011696	0,011628	0,008836	7,81E-05
30/05/08	5,767	1,041727	0,04088	0,038088	0,001451
31/05/08	5,738	0,994971	-0,00504	-0,00783	6,14E-05

0,002792

0,05056

0,001743

0,041755

**0,797724**